VISIT…

LANZAROTE
Caliente.COM

Каменистые тропы науки – это горы литературы, уступы книг, которые нужно прочесть, усвоить. Но книги – это путеводитель, по которому можно ориентироваться на дорогах науки.

А.Я. Яншин, академик

А.В. Лыкин

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Рекомендовано Сибирским региональным отделением
Учебно-методического объединения
высших учебных заведений Российской Федерации
по образованию в области энергетики и электротехники
для межвузовского использования в качестве учебного пособия
по направлению «Электроэнергетика»



Москва • Логос • 2008

УДК 621.311 (075.8)
ББК 31.27
Л 88

Рецензенты

П.И. Бартоломей, доктор технических наук, профессор
Ю.М. Сидоркин, кандидат технических наук
В.И. Ветров, кандидат технических наук, профессор

Лыкин А.В.

Л 88 Электрические системы и сети: Учеб. пособие. — М.: Университетская книга; Логос, 2008. — 254 с.

ISBN 978-5-98704-055-8

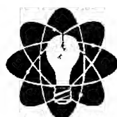
Раскрыты вопросы производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Даны понятия электроэнергетической системы (ЭЭС) и ее составных частей. Рассмотрены устройство и конструктивные особенности элементов ЭЭС. Приведены характеристики и математические модели элементов ЭЭС для решения задач анализа и синтеза электрических сетей. Описаны методы расчета потокораспределения в простейших и сложных электрических сетях, а также принципы, методы и средства регулирования частоты и напряжения в ЭЭС. Освещены баланс активных и реактивных мощностей в ЭЭС, характеристики первичных двигателей, первичное и вторичное регулирование частоты, потребители и источники реактивной мощности в ЭЭС. Приводятся методы расчета потерь электрической энергии и мероприятия по повышению экономичности работы электрических сетей.

Для студентов высших учебных заведений, получающих образование по направлению «Электроэнергетика», специальностям «Электроэнергетические системы и сети»; «Высоковольтная электроэнергетика и электротехника»; «Электроснабжение» и др. Может быть полезно для магистрантов и аспирантов.

ББК 31 27

ISBN 978-5-98704-055-8

© А.В. Лыкин, 2002, 2005, 2006
© Университетская книга, 2008
© Логос, 2008



ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 7
Введение 8
В.1. Научно-технические, экономические и экологические аспекты электроэнергетики 8
В.2. Электрические переменные и графические обозначения 10
В.3. Электроэнергетические системы 15
В.4. Электрические сети 17

Глава 1

КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ, МОДЕЛИ, ПАРАМЕТРЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЭС

1.1. Конструктивное выполнение и условия работы воздушных и кабельных линий 22
1.2. Параметры воздушных и кабельных линий 30
1.3. Схемы замещения ЛЭП 33
1.4. Конструктивное выполнение, параметры и схемы замещения двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов 36
1.5. Конструктивное выполнение, параметры и схемы замещения автотрансформаторов и трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения 42
1.6. Моделирование трансформаторов П-образными схемами замещения .. 45
1.7. Характеристики нагрузок ЭЭС 46
1.8. Режимы нейтралей электрических сетей 54
Вопросы для самопроверки 58

Глава 2

МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПРОСТЕЙШИХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

2.1. Векторная диаграмма ЛЭП 60
2.2. Баланс мощностей в ЛЭП 63
2.3. Расчет линии электропередачи 65
2.4. Анализ режимов работы ЛЭП с помощью векторных диаграмм 68
2.5. Натуральная мощность и пропускная способность ЛЭП 74
2.6. Схемы замещения электрических сетей 80
2.7. Распределение потоков мощностей в радиально-магистральных сетях ... 81
2.8. Распределение мощностей в простейших замкнутых сетях 85
Вопросы для самопроверки 92

Глава 3

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ СЛОЖНЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1. Применение теории графов для моделирования схем электрических сетей 94
3.2. Матричные формы моделей электрических сетей и их режимов 99
3.3. Узловые уравнения установившегося режима 100
3.4. Формы линейных уравнений установившегося режима и их решение ... 105
3.5. Нелинейные уравнения установившегося режима 108
Вопросы для самопроверки 113

Глава 4

БАЛАНС МОЩНОСТЕЙ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭЭС

4.4. Баланс активных и реактивных мощностей в энергосистеме 114
4.2. Характеристики первичных двигателей 118
4.3. Первичное и вторичное регулирование частоты 121
4.4. Регулирование частоты в ЭЭС 126
4.5. Потребители реактивной мощности 131
4.6. Выработка реактивной мощности на электростанциях 134
4.7. Компенсирующие устройства 139
Вопросы для самопроверки 145

Глава 5

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

5.1. Методы и принципы регулирования напряжения 147
5.2. Регулирование напряжения на электростанциях 152
5.3. Регулирование напряжения на понижающих подстанциях с двухобмоточными трансформаторами 154
5.4. Регулирование напряжения на понижающих подстанциях с трехобмоточными трансформаторами и автотрансформаторами 158
5.5. Регулирование напряжения методом изменения потерь напряжения в сети 165
5.6. Регулирование напряжения в распределительных сетях методом характеристического узла 172
Вопросы для самопроверки 180

Глава 6

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

6.1. Расчеты потерь энергии в электрических сетях 182
6.2. Мероприятия по снижению потерь энергии в электрических сетях 186
6.3. Перераспределение мощности в неоднородных электрических сетях .. 191
Вопросы для самопроверки 195

Глава 7

ЭЛЕМЕНТЫ ТИПОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

7.1. Схема развития электрической сети ээс 196
7.2. Технико-экономическое сопоставление вариантов сооружения электрической сети 200
7.3. Выбор номинальных напряжений лэп 204
7.4. Выбор сечений проводов лэп 206
7.5. Особенности выбора сечений проводников лэп в распределительных сетях 0,38...35 кВ 213
7.6. Выбор схем присоединения подстанций к электрической сети и коммутационных схем 220
7.7. Выбор трансформаторов и автотрансформаторов на понижающих подстанциях 225
Вопросы для самопроверки 226

Приложения. Справочные материалы 228

Библиографический список 251



ПРЕДИСЛОВИЕ

Курс «Электрические системы и сети» читается студентам электроэнергетических специальностей направления «Электроэнергетика» и некоторых других специальностей энергетического профиля и является одним из основополагающих в общепрофессиональной подготовке бакалавра техники и технологии и инженера-электрика.

В материале курса излагаются основы построения и функционирования электроэнергетических систем и характеристики их составных частей: электрических станций, электрических сетей и электрических нагрузок. В курсе вводятся базовые понятия электроэнергетики, описывается структура технического устройства электроэнергетики и изучается основной технологический процесс производства передачи и распределения электрической энергии. Кроме того, традиционно в курсе изучаются вопросы анализа и регулирования установившихся режимов электрических систем и сетей, повышения экономичности работы электрических сетей и основы типового проектирования электрических сетей районного значения.

Настоящее учебное пособие написано на основе конспекта лекций, который был составлен и постоянно перерабатывался автором для чтения курса лекций «Электрические системы и сети» в Новосибирском государственном техническом университете.

Необходимость такого пособия возникла в силу целого ряда причин, главная из которых — это изменение методов анализа электроэнергетических систем и моделирования их режимов в основном из-за новых возможностей вычислительной техники, а также старения существующей учебной литературы как морально, так и физически.

При написании учебного пособия автор старался придерживаться классического стиля по структуре изложения материала. Примеры, включенные в пособие, в большей степени приближены к использованию их при работе с компьютером, чем к выполнению арифметических действий на калькуляторе.

Материал учебного пособия может быть использован для изучения отдельных вопросов других дисциплин.



ВВЕДЕНИЕ

В.1. НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Электричество играет огромную роль в нашей жизни. Электроэнергия легко передается на расстояние, дробится на части и с высоким коэффициентом полезного действия (КПД) преобразуется в другие виды энергии. Получение электроэнергии из других видов энергии, возможно, но с меньшим КПД: на тепловых электростанциях (ТЭС) 35...40%; на атомных электростанциях (АЭС) 30...33%; на гидроэлектростанциях (ГЭС) 90...92%.

Повышение КПД на электрических станциях наталкивается на значительные трудности.

Накапливать электрическую энергию в больших количествах сегодня практически нельзя, и поэтому с помощью современных автоматических средств управления постоянно поддерживается равновесие между вырабатываемой и потребляемой электрической энергией.

Схема преобразования энергий при ее транспорте к конечному потребителю на ТЭС или АЭС показана на рис. В.1.

Физическая природа электричества рассматривается в двух аспектах: корпускулярном (молекулярном), т.е. в виде потока электронов, и волновом, т.е. в виде электромагнитного поля, имеющего

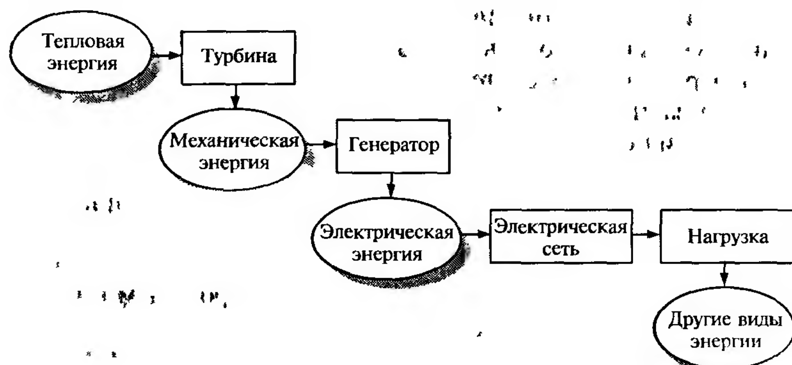


Рис В.1. Схема преобразования тепловой энергии

различные проявления в электроэнергетике. При корпускулярном аспекте за единицу электроэнергии принимают 1 МэВ, а при волновом — 1 кВт·ч (1 МэВ = 4,42 · 10 ^{20} кВт·ч). В электроэнергетике электрическая энергия рассматривается в волновом аспекте.

Относительно простым средством передачи больших количеств энергии при низких частотах (50 или 60 Гц) являются электрические линии, представляющие собой волноводы. Передача энергии по ним возможна и целесообразна потребителю в том случае, если ее мощность намного превышает мощность, выделяемую в проводниках линии передачи, поскольку вследствие их нагревания происходит ее потеря: $P_п \gg \Delta P$.

Энергия может также передаваться путем транспортировки нефти, газа и угля. Вопрос о способе транспортировки энергии решается на основе технико-экономических расчетов. Стоимость транспортировки нефти и газа ниже остальных, но если нефть и газ идут на производство электроэнергии, то она возрастает примерно в 3 раза.

Существует несколько критериев для выбора способа передачи энергии: ее удельная стоимость, географические условия, желательная пропускная способность, технические характеристики и влияние на окружающую среду.

При строительстве линий электропередачи (ЛЭП) требуется создание полосы отчуждения — в среднем 3 га на 1 км линии передачи, а если напряжение 500 кВ и выше, — то в 2 раза больше. Сильные электромагнитные поля оказывают вредное биологическое влияние на живые организмы, появляются акустические шумы, происходит озонирование и образуются окислы азота, возникают радиопомехи.

Экологически важен вопрос о месте строительства электростанций и их мощности.

Теплоэлектростанции (ТЭС) рассеивают около 70% энергии сжигаемого топлива в окружающей среде с дымовыми газами и подогретой водой. В воздух с дымовыми газами попадают твердые частицы, сернистый ангидрид, ртуть, окись азота, углекислота и окиси металлов. Сбрасываемые ТЭС воды имеют температуру 8...10°С. Попадая в природные водоемы, они могут нарушать их тепловой баланс.

Современные АЭС при нормальной работе обеспечивают безопасный уровень радиации внутри станции и в окружающей местности Однако совершенно ясны последствия аварий на АЭС и масштабы зон поражения радиоактивными выбросами. Поэтому вопрос о месте строительства АЭС на современном этапе требует

тщательного исследования возможных последствий при авариях, а также разработки новых безопасных конструкций реакторов. Необходим также пересмотр вопроса о захоронении отходов сгорания ядерного горючего.

Сооружение ГЭС, особенно на равнинных реках и в хозяйственно освоенных районах, оказывает большое влияние на использование земель и водных ресурсов. В этих условиях остро стоит вопрос о мелководных зонах водохранилищ, которые в процессе эксплуатации ГЭС периодически подтопляются и осушаются. Искусственный гидрологический режим мелководных зон водохранилищ отрицательно сказывается на биосфере, в основном в результате нарушения кислородного режима. Кроме того, искусственные водохранилища могут существенно влиять на колебания уровня грунтовых вод и климат смежных территорий. Ряд отрицательных экологических последствий создания крупных водохранилищ еще изучен недостаточно, однако следует отметить, что в США имеется 1220 ГЭС, средняя мощность которых 70 МВт, а на территории бывшего СССР около 200 ГЭС, их средняя мощность 300 МВт. Среди них такие гиганты, как Саяно-Шушенская — 6400 МВт, Красноярская — 6000 МВт, Зейская — 1290 МВт и др.

В.2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПЕРЕМЕННЫЕ И ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Электрическая система обладает свойством единства производства и потребления электрической энергии — вся энергия, которая производится электрическими генераторами $W_г$, немедленно расходуется потребителями $W_п$ и на ее транспорт ($W_{тр}$):

$$W_г = W_п + W_{тр}. \tag{B.1}$$

Электрическая энергия является интегральной величиной, определяемой для некоторого интервала времени Δt, и измеряется в киловатт-часах (кВт·ч). Другой энергетической характеристикой процесса производства и потребления служит *активная мощность* P, которая связана с энергией соотношением $W = \int_0^{\Delta t} P(t)\,dt$, где функция $P(t)$ характеризует изменение режима потребления во времени. В цепи переменного тока мощность P по смыслу является средней величиной *мгновенной мощности* за период T:

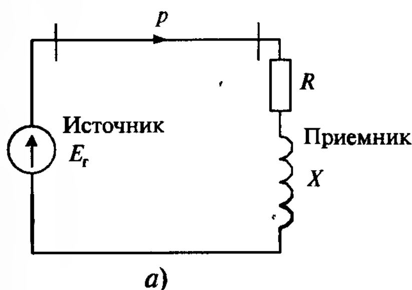
$$P = \frac{1}{T}\int_0^T p dt = \frac{1}{T}\int_0^T ui dt = UI\cos\varphi, \qquad (B.2)$$

где p — мгновенная мощность; u и i — синусоидальные функции времени с периодом изменения T, который для промышленной частоты переменного тока $f = 50$ Гц равен 0,02 с: $u = U_m \sin \omega t$, $i = I_m \sin(\omega t - \varphi)$; U_m и I_m — амплитудные значения, а U и I — действующие значения напряжения и тока; $\cos\varphi$ — коэффициент мощности, определяемый как косинус угла, на который ток в цепи отстает от напряжения или опережает его. Отрицательное значение φ соответствует отстающему току, протекающему в активно-индуктивной цепи (рис. В.2), а положительное значение φ — опережающему току, протекающему в активно-емкостной цепи.

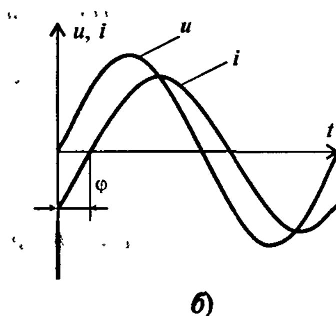
В выражении (В.2) мгновенная мощность

$$\begin{aligned} p = ui = U_m I_m \sin\omega t \sin(\omega t - \varphi) = \\ = \frac{U_m I_m}{2}\left[\cos(\omega t - \omega t + \varphi) - \cos(\omega t + \omega t - \varphi)\right] = \\ = UI\cos\varphi - UI\cos(2\omega t - \varphi), \end{aligned} \qquad (B.3)$$

интеграл от которой за период T и дает формулу (В.2) для активной мощности.



а)



б)

Рис. В.2. Электрическая цепь (*а*) и функции напряжения и тока (*б*)

Согласно (В.3) мгновенная мощность колеблется с удвоенной частотой 2ω. В промежутке времени, когда u и i имеют одинаковые знаки, мгновенная мощность положительна; энергия поступает от источника к нагрузке, поглощается в активном сопротивлении и запасается в магнитном поле индуктивности. В промежутке времени, когда u и i имеют разные знаки, мгновенная мощность отрицательна и энергия частично возвращается приемником (нагрузкой) к источнику.

Аналогичную картину имеем в активно-емкостной цепи.

Величина, равная произведению действующих значений тока и напряжения в цепи $S = UI$, называется *полной мощностью*. В расчетах и на практике эксплуатации электрических сетей используют понятие *реактивной мощности*, которая вычисляется по формуле

$$Q = UI\sin\varphi \qquad \text{(B.4)}$$

и является мерой потребления (или генерации) реактивного тока. Эта мощность выражается в единицах, называемых вар (квар, Мвар). Иногда пользуются единицей В·Ар (вольт-ампер реактивный).

Для трехфазной электрической сети мгновенная мощность равна сумме мгновенных мощностей фаз:

$$p = p_A + p_B + p_C, \qquad \text{(B.5)}$$

и в случае симметричной сети не зависит от t, так как

$$p = 3U_\Phi I_\Phi \cos\varphi -$$
$$-U_\Phi I_\Phi\left[\cos(2\omega t - \varphi) + \cos\left(2\omega t - \varphi - \frac{2}{3}\pi\right) + \cos\left(2\omega t - \varphi - \frac{4}{3}\pi\right)\right] =$$
$$= 3U_\Phi I_\Phi \cos\varphi. \qquad \text{(B.6)}$$

Здесь U_Φ и I_Φ — действующие фазные значения напряжения и тока трехфазной сети.

Таким образом, мгновенная мощность для всех трех фаз в установившемся режиме равна утроенной мощности одной фазы, никаких изменений суммарной мгновенной мощности нет, их не испытывает вал машины, энергия, запасенная в полях всех трех фаз любого элемента электрической сети, остается постоянной и средняя величина мгновенной мощности, т.е. активная мощность,

$$P = 3P_\Phi = 3U_\Phi I_\Phi \cos\varphi. \qquad \text{(B.7)}$$

Обычно используют величину междуфазного (линейного) напряжения $U = \sqrt{3}\,U_\Phi$ и фазный ток $I = I_\Phi$, тогда

$$P = \sqrt{3}UI\cos\varphi; \qquad \text{(B.8)}$$

аналогично:

$$Q = \sqrt{3}UI\cos\varphi. \qquad \text{(B.9)}$$

Символическое изображение действительных синусоидальных функций времени комплексными величинами дает существенное упрощение в расчетах электрических сетей. Для синусоидальной функции времени $a(t)$ можно записать

$$a(t) = A_m \sin(\omega t + \varphi) \doteqdot A_m e^{j\omega t + \varphi} = \underline{A}_m e^{j\omega t}. \qquad (В.10)$$

Здесь показан переход от действительной синусоидальной функции (оригинала) к ее изображающей комплексной величине (изображению); $\underline{A}_m$ есть комплексная амплитуда функции $a(t)$.

Обычно оперируют не с комплексными амплитудами, а с комплексными действующими значениями:

$$\underline{A} = \underline{A}_m / \sqrt{2}. \qquad (В.11)$$

С учетом алгебраизации дифференциальных уравнений электрических цепей для действительных значений в дальнейшем будут использоваться обозначения ГОСТ 1494—77:

— полный ток $\underline{I} = I' + jI''$;
— линейное напряжение $\underline{U} = U' + jU''$.

Комплексные токи и напряжения изображаются с помощью векторов на комплексной плоскости (рис. В.3):

$$\underline{U} = Ue^{j\psi_U}, \quad \underline{I} = Ie^{j\psi_I}.$$

Использование комплексных величин для токов и напряжений приводит к появлению комплексных сопротивлений и проводимостей:

$$\underline{Z} = \frac{\underline{U}_\text{ф}}{\underline{I}} = \frac{\underline{U}}{\sqrt{3}\underline{I}} = R + jX, \qquad (В.12)$$

$$\underline{Y} = \frac{\underline{I}}{\underline{U}_\text{ф}} = \frac{\sqrt{3}\underline{I}}{\underline{U}} = \frac{1}{R + jX} = G - jB. \qquad (В.13)$$

В электрических сетях R и X обозначают сопротивления так называемых продольных элементов схемы, по которым протекает ток нагрузки. В виде проводимостей G и B обозначают элементы, которые являются поперечными и по которым протекают токи утечки через изоляторы, короны, смещения, намагничивания и т.д.

Полная мощность на три фазы

$$\underline{S} = 3\underline{S}_\text{ф} = \sqrt{3}\, UIe^{j(\psi_U - \psi_I)} = \sqrt{3}\, Ue^{j\psi_U} Ie^{-j\psi_I} = \sqrt{3}\, \underline{U}\overset{*}{\underline{I}} = \sqrt{3}\, UIe^{j\varphi} = P - jQ.$$

Для мощности принят знак «плюс» перед jQ при отстающем по фазе токе от напряжения.

Следует всегда помнить соотношения, которые получаются из треугольника мощностей (рис. В.4):

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad P = S\cos\varphi, \quad Q = S\sin\varphi,$$

$\cos\varphi = P/S$ — коэффициент мощности;

$\operatorname{tg}\varphi = Q/P$ — коэффициент реактивной мощности.

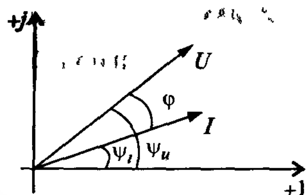


Рис. В.3. Векторы напряжения и тока

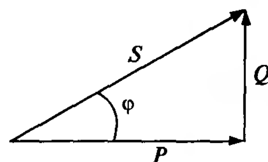


Рис. В.4. Треугольник мощностей

На схемах электроэнергетических систем (ЭЭС) используются условные графические обозначения линий, трансформаторов и других ее элементов, которые определены государственными стандартами. Некоторые часто используемые на принципиальных схемах (схемах соединений) обозначения приводятся в табл. В.1.

В схемах замещения элементов ЭЭС используются общепринятые для электрических цепей обозначения резистора, катушки индуктивности, конденсатора, источника ЭДС и источника тока.

Таблица В.1

Условные графические обозначения на схемах соединений

Наименование	*Условное обозначение*
Генератор переменного тока (ГОСТ 2.722—68)	
Двигатель переменного тока (ГОСТ 2.722—68)	M
Двухобмоточный трансформатор (ГОСТ 2 723—68)	
Трехобмоточный трансформатор (ГОСТ 2.723—68)	
Автотрансформатор (ГОСТ 2.723—68)	
Реактор (ГОСТ 2 723—68)	
Линия проводки (ЛЭП) (ГОСТ 2.754—72)	
Выключатель	
Предохранитель (ГОСТ 2.755—76)	
Разъединитель (ГОСТ 2.755—76)	
Отделитель	
Короткозамыкатель	

В.3. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Электроэнергетическая система — это объединение электрических станций, электрических сетей и электрических нагрузок. Электрические станции, включенные в ЭЭС, работают параллельно для снабжения потребителей электрической энергией, которая передается по электрическим сетям.

Районные энергосистемы образуются на территории какого-либо района — области, края, автономии и т.п. и посредством межсистемных связей образуют объединенные энергетические системы (ОЭС), которые, в свою очередь, образуют Единую энергосистему России (ЕЭС России).

Техническую основу российской электроэнергетики составляют 440 тепловых и гидравлических электростанций мощностью соответственно 132,1 и 43,8 млн кВт и 9 атомных электростанций мощностью 22,1 млн кВт. Протяженность ЛЭП всех классов напряжений составляет 2,67 млн км, в том числе свыше 150,69 тыс. км основных системообразующих ЛЭП напряжением свыше 220 кВ.

Сегодня в России существует семь ОЭС: Центра, Северного Кавказа, Северо-Запада, Сибири, Урала, Средней Волги, Востока (рис. В.5).



Рис. В.5. Состав ЕЭС России

ОЭС Сибири включает в себя девять районных энергосистем (рис. В.6).

Новосибирская энергосистема образована в 1954 г. Она обеспечивает энергоснабжение Новосибирской области с площадью территории 172,2 тыс. км^2 и численностью населения 2,8 млн чел.



Рис В.6 ОЭС Сибири

Установленная мощность Новосибирской энергосистемы 2625 МВт. Наиболее крупные электростанции: Новосибирская ТЭЦ-5 мощностью 900 МВт, Новосибирская ТЭЦ-3 — 464 МВт, Новосибирская ГЭС — 455 МВт.

Объединение энергосистем дает огромные преимущества, среди которых можно отметить следующие:

- повышение надежности работы;
- использование несовмещенных максимумов нагрузки энергосистем (из-за различия часовых поясов);
- уменьшение резервов мощности;
- использование совместной работы тепло- и гидростанций.

Производство электроэнергии в России в 1990-е годы снизилось, но после 1998 г. вновь стало расти:

Таблица В2

Производство электроэнергии в России в 1996—2002 гг.

Год	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Выработка электроэнергии, млрд кВт ч	830,9	818,2	812,1	831,1	850,0	888,0	889,0

Режим работы ЭЭС постоянно меняется, параметры режима изменяются во времени вследствие изменения режима потребления энергии, структуры системы, регулирования, а также воздействия внешних факторов. Различают режимы *установившиеся* и *переходные*. Строго говоря, режим системы может рассматриваться как установившийся лишь условно, но на небольших промежутках времени при незначительных изменениях режимных параметров режимы ЭЭС считают установившимися.

Установившиеся режимы делятся на *нормальные* и *послеаварийные*.

Переходные режимы, которые описывают переход ЭЭС от одного состояния к другому, подразделяют на *нормальные* (запланированные) и *аварийные*.

В.4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Устройство электрических сетей

Электрические сети являются техническим устройством, предназначенным для передачи электроэнергии от электрических станций к потребителям и распределения ее между потребителями.

Электрические сети состоят из передающих элементов — линий электропередачи и преобразующих элементов — трансформаторов и дополнительных устройств, обеспечивающих защиту и регулирование режимов электрических сетей.

ЛЭП высокого напряжения предназначены для передачи электрической энергии в больших количествах и на большие расстояния. ЛЭП низкого напряжения предназначены для распределения электрической энергии между потребителями.

Трансформаторы и дополнительные устройства электрических сетей устанавливаются на подстанциях, где есть *распределительные устройства* (РУ), обеспечивающие соединения и переключения элементов сети. Функции распределения электроэнергии выполняют, кроме того, так называемые *распределительные пункты* (РП), которые отличаются от подстанций тем, что не имеют силовых трансформаторов.

Требования к электрическим сетям

Надежность электроснабжения потребителей. *Надежным* считается электроснабжение, при котором в случае аварийных повреждений элементов электрической сети питание восстанавливается в течение времени, необходимого для производства ручных переключений без выполнения ремонта поврежденного элемента. *Бесперебойным* считают электроснабжение, при котором в случае аварийных повреждений питание электроприемника не прерывается или имеет место перерыв в подаче электроэнергии на время работы автоматических устройств (1...3 с).

Согласно действующим Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) все электроприемники по требуемой степени надежности делятся на три категории. *Электроприемники первой категории* должны иметь бесперебойное электроснабжение. Питание электроприемников первой категории должно осуществляться не менее

чем от двух независимых источников. *Электроприемники второй категории* должны иметь надежное электроснабжение. *Электроприемники третьей категории* допускают перерыв в электроснабжении на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента сети, но не более суток.

Качество электрической энергии. Каждый потребитель должен обеспечиваться качественной электроэнергией. Для характеристики качества электроэнергии применяются специальные показатели, которые установлены государственным стандартом (ГОСТ 13109—97); отклонение частоты от номинального значения, отклонение напряжения от номинального значения, коэффициенты несимметрии и несинусоидальности трехфазной системы напряжений и др.

Экономичность сооружения и эксплуатации. При проектировании электрической сети следует соразмерять средства, вложенные на сооружение сети, и расходы, которые пойдут на ее эксплуатацию. Для этого используют специальные критерии, например: полные затраты на сооружение и эксплуатацию в течение экономического срока службы сети.

Безопасность. Для обеспечения безопасности персонала энергосистем и других лиц согласно ПУЭ применяют заземления, ограждения, сигнализацию, охрану, специальную одежду и другие приспособления. Провода подвешивают высоко над землей, в некоторых случаях вместо воздушных линий (ВЛ) сооружают кабельные (КЛ).

Возможность дальнейшего развития. Изменение нагрузок потребителей, а также появление новых потребителей требует развития, модернизации и реконструкции электростанций, линий передач, подстанций, установления новых систем управления. Поэтому необходимо так проектировать электрическую сеть, чтобы она давала возможность дальнейшего расширения и развития.

Классификация электрических сетей

Существует несколько способов классификации электрических сетей. Каждая сеть характеризуется номинальным напряжением. Различают номинальные напряжения ЛЭП, генераторов, трансформаторов и электроприемников. *Номинальным напряжением* ЛЭП считается напряжение сети, элементом которой она является. Номинальное напряжение электроприемника совпадает с номинальным напряжением сети, к которой он подключен. Номинальное напряжение генераторов по условию компенсации потерь напряжения в сети принимают на 5% выше номинального сетевого напряжения. Номинальные напряжения обмоток трансформатора

принимают равными номинальному напряжению сети или на 5% выше в зависимости от вида трансформатора и напряжения сети. В табл. В.3 приведены номинальные напряжения сети, генераторов и трансформаторов, принятые в России.

Таблица В3

Номинальные междуфазные напряжения, кВ, электрических сетей и присоединенных к ним источников и приемников энергии (ГОСТ 721—77)

Сети	*Генераторы*	*Трансформаторы и автотрансформаторы*				*Наибольшее рабочее напряжение*
		без РПН и с обмотками		*с РПН и с обмотками*		
		первичной	*вторичной*	*первичной*	*вторичной*	
(3)	(3,15)	(3), (3,15)	(3,15), (3,3)	—	(3,15)	(3,6)
6	6,3	6; 6,3	6,3, 6,6	6; 6,3	6,3; 6,6	7,2
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10, 10,5	10,5; 11	12,0
20	21	20	22	20, 21	22	24,0
35	—	35	38,5	35; 36,75	38,5	40,5
110	—	—	121	110, 115	115, 121	126
(150)	—	—	(165)	(158)	(158)	(172)
220	—	—	242	220, 230	230, 242	252
330	—	330	347	330	330	363
500	—	500	525	500	—	525
750	—	750	787	750	—	787
1150	—	—	—	1150	—	1200

Примечание. Номинальные напряжения, указанные в скобках, для вновь проектируемых сетей не рекомендуются.

До 1 кВ при трехфазном переменном токе приняты номинальные междуфазные напряжения: 40, 60, 220, 380 и 660 В.

По величине номинального напряжения сети подразделяются:

- на сети низкого напряжения (НН) — до 1000 В;
- среднего напряжения (СН) — 3...35 кВ;
- высокого напряжения (ВН) — 110...220 кВ;
- сверхвысокого напряжения (СВН) — 330...750 кВ;
- ультравысокого напряжения (УВН) — свыше 1000 кВ.

По роду тока различают сети:

- постоянного тока;
- переменного тока.

ЛЭП постоянного тока применяются для дальнего транспорта электрической энергии и связи электрических сетей с разными номинальными частотами или с различными подходами к регулированию при одной номинальной частоте (вставки линии постоянного тока или нулевой длины). В России ЛЭП постоянного тока почти не используются (Волгоград—Донбасс на 800 кВ, 376 км). Для связи с другими странами применяют вставки из линий постоянного тока За рубежом в разных странах существуют несколько десятков ЛЭП постоянного тока, среди которых самой мощной является Итайпу—Сан Паулу (Бразилия) с номинальным напряжением 1200 кВ, длиной 783 км и пропускной способностью 6,3 млн кВт.

ЛЭП переменного трехфазного тока используются повсеместно В России такая линия впервые была построена в 1922 г. (110 кВ) Рост номинального напряжения ЛЭП напряжением переменного тока шел примерно с интервалом времени в 15 лет Первые экспериментальные участки ЛЭП-1150 кВ были построены в 1985 г.

По конструктивному выполнению различают сети·

- воздушные;
- кабельные;
- токопроводы промышленных предприятий;
- проводки внутри зданий и сооружений.

По назначению сети подразделяют на следующие виды.

- питающие;
- распределительные;
- основные сети энергосистем;
- системообразующие;
- межсистемные связи.

Питающими называют сети, по которым энергия подводится к подстанции или РП. *Распределительные сети* — это сети, к которым непосредственно подсоединяются электроприемники и трансформаторные пункты. Обычно это сети с номинальным напряжением до 20 кВ, однако часто к ним относят разветвленные сети более высоких напряжений.

К основным сетям высокого напряжения принадлежат сети, на которых осуществляются наиболее мощные связи в системе. *Системообразующими сетями* называют ЛЭП наивысшего напряжения в данной энергосистеме, сооружаемые для дальнейшего ее развития. *Межсистемными связями* называют ЛЭП, которые соединяют отдельные энергосистемы.

По месту расположения и характеру потребителей различают сети.

- городские,
- промышленные;
- сельские;
- электрифицированных железных дорог;
- магистральных нефте- и газопроводов.

По схеме соединений сети различают

- разомкнутые;
- разомкнутые резервированные;
- замкнутые.

Разомкнутыми называют такие сети, которые питаются от одного пункта и передают электрическую энергию к потребителю только в одном направлении Разомкнутые сети (см разд. 2 7) бывают магистральными, радиальными и радиально-магистральными (разветвленными) В *разомкнутых резервированных* сетях при нарушении питания по одной из ЛЭП вручную или автоматически включается резервная перемычка, по которой восстанавливается электроснабжение отключенных потребителей. *Замкнутыми* называют сети, питающие потребителей по меньшей мере с двух сторон (см. разд. 2.8).



ГЛАВА 1

КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ, МОДЕЛИ, ПАРАМЕТРЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЭС

1.1. КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ И УСЛОВИЯ РАБОТЫ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Воздушные линии

Основными конструктивными элементами воздушной линии (ВЛ) (рис. 1.1) являются: стойка опоры *1*, провода *2*, грозозащитный трос *3*, тросостойка *4*, траверсы *5*, изоляторы *6* и фундамент *7*. Кроме того, к элементам ВЛ относится линейная арматура, необходимая в основном для крепления элементов ВЛ друг к другу.

Расстояние провода в низшей точке его провисания до земли называется *габаритным* расстоянием провода до земли $h_г$. В населенной местности величина $h_г$ не должна быть меньше 6 м. Существуют и другие габариты ВЛ (рис. 1.2), среди которых можно отметить следующие: $f_п$ — стрела провеса провода; $f_т$ — стрела провеса троса; H — высота опоры; l — длина пролета.

Длиной пролета (пролетом линии) называется измеренное по горизонтали расстояние между опорами. Различают пролеты: *промежуточный* между соседними опорами и *анкерный* между двумя опорами анкерного (усиленного) типа (рис. 1.2).

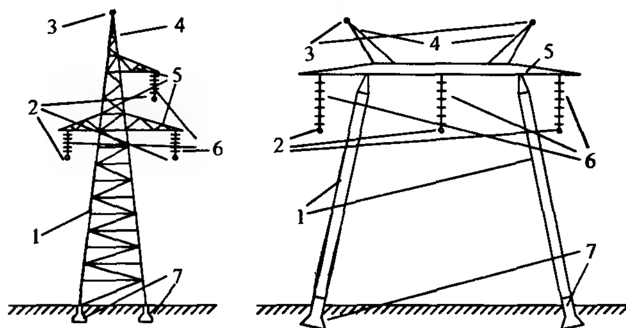


Рис. 1.1. Конструкция ВЛ с напряжением: *а* — 220 кВ; *б* — 500 кВ

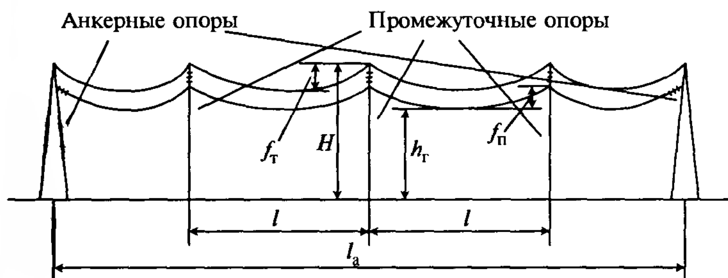


Рис. 1.2. Некоторые габаритные расстояния ВЛ

На рис. 1.3 показаны основные схемы расположения проводов и тросов на опорах линий трехфазного тока. Провода могут образовывать один, два или три яруса. Расположение проводов в один ярус (рис. 1.3, *а—д*) принято называть *горизонтальным*, в два или три яруса без смещения по горизонтали (рис. 1.3, *е—к*) — *вертикальным*. Расположение проводов в два или три яруса, при котором находящиеся друг над другом провода имеют горизонтальное смещение (рис. 1.3, *л—т*), называется *смешанным*.

Воздушные линии выполняются голыми (неизолированными) проводами. В зависимости от конструкции различают однопроволочные, многопроволочные монометаллические, многопроволочные биметаллические и полые провода. Сечения проводов нормированы государственным стандартом.

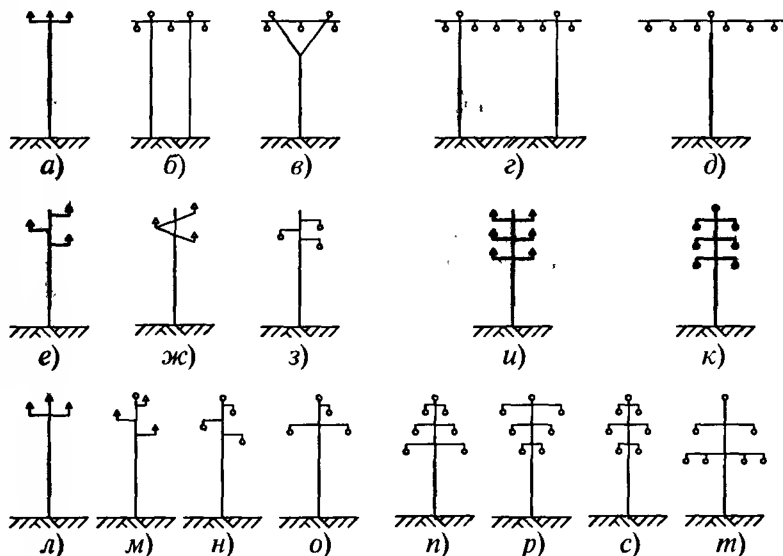


Рис. 1.3. Схемы расположения проводов

Провода выполняются из медных, бронзовых, алюминиевых и стальных проволок, а также из алюминиевых сплавов. Удельное сопротивление медных проволок — 18 Ом · мм^2/км, а алюминиевых — 28,8 Ом · мм^2/км. Удельное сопротивление стальных проводов много выше, чем у медных или алюминиевых, и зависит от протекающего тока, так как сталь является магнитным материалом.

Медные и бронзовые провода для ВЛ в настоящее время не применяются из-за большой стоимости меди. Это обусловило широкое использование более дешевых алюминиевых проводов. Небольшая механическая прочность алюминия привела к появлению сталеалюминиевых проводов, у которых сердечник выполнен из стальных проволок. Эти провода преимущественно и применяются на ВЛ.

Все провода имеют маркировку:

- медные М, например М-35;
- алюминиевые А, например А-70;
- стальные С, например С-25;
- сталеалюминиевые АС, например АС-300/66.

У сталеалюминиевых проводов через дробь указываются сечения алюминиевой и стальной частей.

Полые провода марок ПА (из алюминия) и ПМ (из меди) используют в основном для ошиновки (прокладки шин) на открытых подстанциях и переключательных пунктах.

По условиям механической прочности на ВЛ следует применять провода сечением не менее 16 мм^2 (алюминиевые) и 10 мм^2 (сталеалюминиевые).

В настоящее время для прокладки ВЛ напряжением до 1 кВ используется провод с изоляцией из сшитого светостабилизированного полиэтилена марок СИП-1, СИП-2 и СИП-3. По сравнению с неизолированными проводами марок А и АС они обладают большей надежностью и безопасностью электроснабжения.

Опоры ВЛ предназначены для подвески проводов и тросов на необходимой высоте над поверхностью земли или воды. В зависимости от материала опоры могут быть деревянными, металлическими и железобетонными.

Древесина — наиболее дешевый материал для изготовления опор, но она имеет существенный недостаток — подверженность гниению. Для увеличения срока службы деревянные опоры пропитывают антисептиками. Срок службы таких опор до 20 лет.

Основным недостатком металлических опор является их подверженность коррозии. Для защиты от коррозии опоры либо оцинковывают, либо используют антикоррозионные лаки и краски.

Опыт показывает, что оцинкованные металлические опоры начинают корродировать через 25...30 лет, а окрашенные — через 5...6 лет. Срок службы металлических опор при правильной их эксплуатации достигает 40 лет и более.

Железобетонные опоры не подвергаются гниению и коррозии и просты в эксплуатации. Однако в стволах бетонных опор возможно появление глубоких трещин, которые могут дойти до железной арматуры, что приведет к усилению нагрузок на арматуру, ее коррозии и снижению механической прочности опор.

Различают следующие типы опор: анкерные, промежуточные, угловые, концевые, ответвительные, транспозиционные и переходные.

Анкерные опоры полностью воспринимают тяжение проводов и тросов в смежных с опорой пролетах. Они устанавливаются для жесткого закрепления проводов в особо ответственных точках ВЛ. Промежуточные опоры обладают несущей способностью в вертикальном направлении и при обрывах проводов могут деформироваться. Угловые опоры устанавливаются в точках поворота линий, а концевые — перед подстанциями или электрическими станциями. Ответвительные опоры предназначены для присоединения и разведения проводов ответвления и основной линии. Транспозиционные опоры имеют дополнительные гирлянды изоляторов для изменения расположения проводов (для их транспозиции). В результате двухкратной транспозиции каждая фаза будет занимать последовательно все положения проводов на опоре равное количество километров. Переходные опоры служат для осуществления переходов через естественные преграды и инженерные сооружения (реки, озера, горные ущелья, мосты и т.п.).

Часто на одной опоре подвешиваются провода двух линий. Такие линии и опору называют *двухцепными*. Обычные опоры поэтому называют еще *одноцепными*.

Изоляторы предназначены для крепления проводов к опорам и создания необходимого промежутка между проводами, находящимися под напряжением, и опорой. Линейные изоляторы изготавливают из фарфора и стекла. По конструктивному исполнению их делят на штыревые, подвесные и стержневые.

На опоры ВЛ действует нагрузка проводов, изоляторов, грозозащитных тросов и линейной арматуры. Величина нагрузки, приходящаяся на одну опору, может быть от нескольких десятков до десятков тысяч килограмм-сил (кГс). При обрыве провода возникают горизонтальные тяжения, направленные вдоль линии. Эти силы также значительны и могут составлять от десятков до нескольких тысяч килограмм-сил (кГс).

При температуре воздуха порядка –3...– 7°С на проводе ВЛ отлагается масса смеси снега и льда — гололедно-изморозиевое образование. Интенсивность гололедно-изморозиевых образований зависит от ряда условий и в первую очередь от насыщенности воздуха влагой и скорости наноса влажного воздуха или мокрого снега на конструкции ВЛ.

Толщина стенки гололедно-изморозиевых образований b (рис. 1.4) при приведении их к правильной цилиндрической форме достигает 10...20 мм и более в зависимости от климата и близости водных пространств. Нагрузка при гололеде, приходящаяся на одну опору, может достигать десятков и сотен кГс. Провода ВЛ также испытывают нагрузку от гололедно-изморозиевых образований.

Кинетическая энергия движущихся масс воздуха воспринимается конструктивными элементами линий. Обычно принимают, что давление ветра на провода, тросы и опоры направлено горизонтально. Суммарная нагрузка, приложенная к проводу, $P_{рез}$ получается геометрическим сложением векторов действующих сил: G — силы массы провода (с гололедом) и $P_{в}$ — силы давления ветра (рис. 1.5).

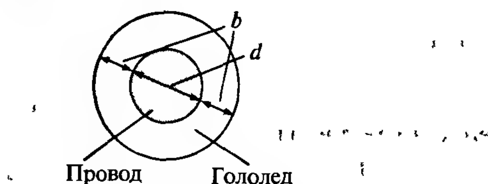


Рис. 1.4. Поперечное сечение провода с гололедом· d — диаметр провода; b — толщина стенки гололеда

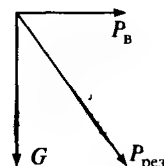


Рис. 1.5. Результирующая нагрузка на провод

Действие ветра обусловливает появление вибрации проводов. Это явление возникает при равномерном движении воздуха с небольшой скоростью (0,6...0,8 м/с). В этом случае за проводом через определенные интервалы времени возникают вихреобразные движения воздуха поочередно ниже и выше горизонтальной оси провода, что приводит к его вибрации. Следствием вибрации могут явиться изломы отдельных проволок из-за знакопеременных изгибов и обрыв провода. Для предотвращения разрушения проводов применяют специальные средства, например подвеску специальных виброгасителей вблизи мест крепления проводов и тросов к гирляндам изоляторов.

Под действием ветра при определенных условиях может появляться так называемая «пляска» проводов и тросов. Это явление возникает, как правило, при значительных скоростях ветра (10...30 м/с). Отложения гололеда на проводе или тросе могут принимать в сечении форму крыла самолета, вследствие чего при порывах ветра возникает подъемная сила, приложенная к проводам, и начинается «пляска проводов» (рис. 1.6).

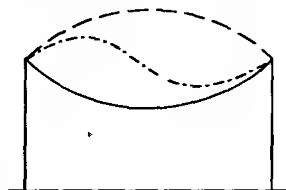


Рис 1 6. Волны пляски на проводе в пролете

В результате появляются значительные динамические воздействия на узлы крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опорам. Последнее приводит к поломкам и разрывам деталей крепления, а иногда и повреждению траверс опор. Но наиболее частым последствием этого явления является отключение линий из-за схлестывания проводов и тросов или перекрытия воздушных промежутков между ними. Основным средством прекращения «пляски проводов» является плавка гололеда путем пропускания по проводам и тросам значительных токов.

Изменение температуры воздуха приводит к изменениям длины проводов ВЛ. При очень низких температурах провод сокращается и натягивается в пролете, увеличивая механическое напряжение в материале провода. Поэтому при расчете проводов на механическую прочность необходимо учитывать температуру воздуха.

Влага и химические реагенты, входящие в состав воздуха и почвы, также воздействуют на конструктивные элементы линий передачи (окисление и коррозия металлов, гниение дерева). Для районов с повышенным содержанием влаги и вредных для металлов веществ используют провода, защищенные специальной пленкой или смазкой.

Кроме перечисленных факторов, вызывающих механическое и химическое воздействия на элементы конструкций ВЛ, следует отметить и электромагнитные воздействия. К ним относятся поражения ВЛ ударами молний, которые приводят к прожиганию проводников, грозовым перенапряжениям на ВЛ, перекрытиям изоляции и, как следствие, к аварии на ВЛ.

При ударе молнии в опору по ней протекают токи, величина которых может превышать 200 кА. Наиболее часто регистрируются токи молнии в пределах до 50 кА.

При непосредственном поражении проводов ВЛ ток молнии растекается в обе стороны от места прямого удара. Перекрытие изоляции достигается уже при токах 10...15 кА, вероятность которых

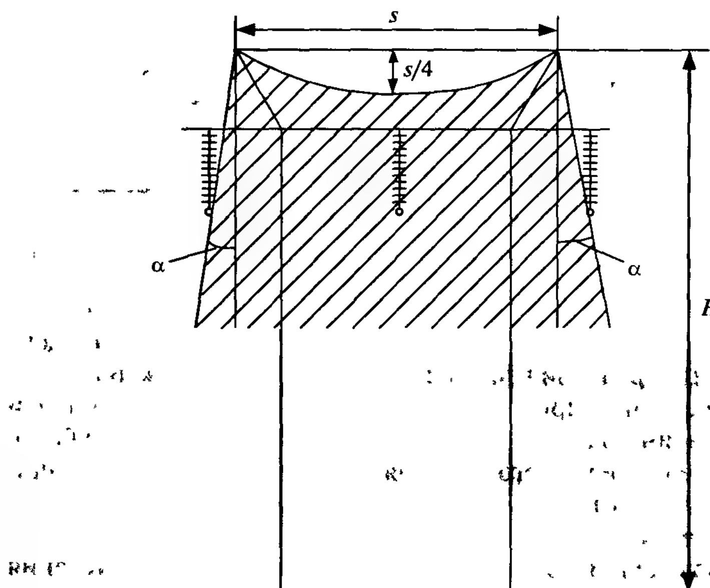


Рис. 1.7. Защитная зона грозозащитных тросов

велика. Поэтому в качестве основного средства грозозащиты применяется подвеска заземленных тросов вдоль линии. Защитное действие тросов на ВЛ принято характеризовать показанным на рис 1.7 углом защиты, образованным вертикалью, проходящей через трос, и линией, соединяющей трос с проводом. Значение угла защиты, как правило, выбирается не более 20...30°.

Кабельные линии

Кабельные линии (КЛ) предназначены для передачи электроэнергии и состоят из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами и крепежных деталей. Они намного дороже воздушных линий и имеют меньшую пропускную способность на единицу сечения (из-за температурных ограничений на изоляцию). К преимуществам КЛ можно отнести их неподверженность атмосферным воздействиям (гололеду, ветровой нагрузке, грозовым поражениям), а также недоступность трассы для посторонних лиц. Кабельные линии прокладывают там, где строительство ВЛ невозможно из-за стесненности территории, по технике безопасности, архитектурным соображениям и т.д.

Кабелем называется одна или несколько изолированных токопроводящих жил, заключенных в герметическую оболочку, поверх которой при необходимости могут быть наложены защитные покровы.

Силовые кабели различают по напряжению, сечению и числу жил, а также маркировке, отражающей конструкцию кабеля. Марка кабелей состоит из начальных букв слов, характеризующих их конструкцию. Жилы алюминиевых кабелей обозначают буквой А, медные — не имеют обозначения; оболочки кабелей обозначают буквами: А — алюминиевая, С — свинцовая, В — поливинилхлоридная, Н — резиновая, найритовая, П — полиэтиленовая. Кабели с отдельно освинцованными жилами обозначают буквой О. Марки кабелей с различными бронированными защитными покровами имеют следующие буквенные обозначения: Б — стальные ленты, П — плоские стальные и оцинкованные проволоки, К — такие же проволоки, но круглые. Отсутствие в конструкции кабеля брони и защитного слоя отражается в наименовании марок буквой Г. Буквы в конце наименований кабелей обозначают: Шв — кабель в поливинилхлоридном шланге, Т — прокладываемый в трубопроводе, Н — с негорючим защитным покрытием.

Кабели для вертикальных прокладок с обедненным пропиточным составом содержат в конце обозначения букву В, а кабели с нестекающей массой на основе церезина — букву Ц в начале. Маслонаполненные кабели низкого давления маркируют буквами МН в начале названия марки, кабели высокого давления — буквами МВД.

После буквенных обозначений марки кабеля указывается число и сечение токоведущих жил. Например, АБ-3×70 — кабель с бумажной изоляцией в алюминиевой оболочке с тремя медными жилами сечением по 70 мм^2, бронированный стальными лентами с защитным наружным покровом.

Строительные длины кабелей соединяют между собой соединительными муфтами, а к шинам распределительного устройства (РУ) и зажимам электроприемников кабели подключают с помощью концевых муфт и заделок. Все кабельные муфты должны удовлетворять требованиям герметичности, влагостойкости, механической и электрической прочности, высокой антикоррозийной защиты и удобства монтажа.

Кабельные линии прокладывают в земле, воде, туннелях, каналах, шахтах, этажах, коробах, эстакадах и галереях.

1.2. ПАРАМЕТРЫ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

К электрическим параметрам линии электропередачи относятся сопротивления и проводимости проводов ВЛ и токопроводящих жил кабелей.

Активное сопротивление провода или жилы кабеля больше омического сопротивления вследствие поверхностного эффекта, однако это отличие несущественно для промышленной частоты. В справочной литературе приводятся погонные (на 1 км) сопротивления постоянному току проводов и кабелей r_0 при температуре $\theta = 20°C$. При необходимости это сопротивление можно пересчитать к любой температуре по формуле

$$r_\theta = r_{20°C}[1 + 0{,}004(\theta - 20).\qquad(1.1)$$

Индуктивное сопротивление фазы линии обусловлено противодействием ЭДС самоиндукции и влиянием взаимоиндукции соседних фаз. Это влияние частично компенсирует ЭДС самоиндукции, и, следовательно, результирующее индуктивное сопротивление

$$X = X_L - X_M,\qquad(1.2)$$

где X_L — индуктивное сопротивление самоиндукции; X_M — индуктивное сопротивление взаимоиндукции. С удалением фаз друг от друга уменьшается взаимная индуктивность и $X \to X_L$.

Формула для погонного индуктивного сопротивления, Ом/км, имеет вид:

$$x_0 = \omega\left(4{,}6\lg\frac{2D_{ср}}{d} + 0{,}5\mu\right)\cdot 10^{-4},\qquad(1.3)$$

где $\omega = 2\pi f = 314$ — круговая частота; $D_{ср} = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{AC}}$ — среднегеометрическое расстояние между фазами; d — диаметр провода; μ — относительная магнитная проницаемость материала проводника.

Для проводов из цветных металлов $\mu = 1$ и x_0 одной фазы линии может быть определено по формуле

$$x_0 = 0{,}144\lg(2D_{ср}/d) + 0{,}0156.\qquad(1.4)$$

С ростом номинального напряжения ЛЭП среднегеометрическое расстояние между фазами увеличивается сильнее, чем диаметр провода, и x_0 растет. Значения x_0 находятся в пределах 0,38...0,44 Ом/км. В среднем x_0 принимается равным 0,4 Ом/км.

Провода ВЛ находятся в разных положениях относительно друг друга и земли (см. рис. 1.3), поэтому, строго говоря, индуктивные сопротивления фаз различаются между собой. Для выравнивания

сопротивлений фаз применяют *транспозицию* проводов. Как правило, это выполняется для ВЛ, длина которых свыше 100 км, так как при меньших длинах несимметричность сопротивлений фаз оказывается незначительной.

У КЛ вследствие близости токоведущих жил фаз индуктивное сопротивление в несколько раз ниже, чем у ВЛ, и в среднем составляет, Ом/км:

- у трехжильных кабелей напряжением до 1 кВ 0,06
- то же, напряжением 6...10 кВ 0,08
- то же, напряжением 35...220 кВ 0,15

Емкостная проводимость линий обусловлена наличием емкостей между проводниками фаз линий, а также между проводниками и землей (заземленными частями ВЛ).

Емкостная проводимость одной фазы учитывает междуфазные и фазные емкости. Погонная емкостная проводимость определяется по формуле, См/км:

$$b_0 = \frac{7{,}58}{\lg\left(2D_{\text{ср}}/d\right)} \cdot 10^{-6}. \tag{1.5}$$

Среднее значение b_0 для ЛЭП напряжением 110...220 кВ составляет 2,7 мкСм/км.

У КЛ емкостная проводимость больше, чем у ВЛ, вследствие малых расстояний между жилами кабелей.

Активная проводимость линий обусловлена несовершенством изоляции и потерями на корону ВЛ, которые вызваны ионизацией воздуха вокруг проводов, возникающей в том случае, когда напряженность электрического поля у поверхности проводов превышает электрическую прочность воздуха. При этом наблюдаются голубоватое свечение и потрескивание. Особенно сильно коронируют провода в сырую погоду и при различных атмосферных осадках.

Корона для ВЛ — нежелательное явление, так как снижает КПД линий передачи, способствует усилению окисления поверхности проводов и является источником радиопомех. Поэтому при сооружении ВЛ применяют только такие провода, диаметры которых при данном номинальном напряжении создают меньшую напряженность электрического поля, нежели это требуется для заметного развития короны, и позволяют не считаться с короной для ВЛ при напряжении до 220 кВ. При напряжении 500 кВ и выше радикальным средством снижения потерь на корону является расщепление проводов, однако эти потери все же остаются большими и их требуется учитывать.

Средние значения потерь на корону для различных климатических районов России приведены в табл 1.1.

Таблица 1.1

Удельные потери на корону для ВЛ

Номинальное напряжение, кВ	220	330	500	750	1150
Потери на корону, кВт/км	0,84	2,9 3,8	5,5 9,0	13,0 15,0	27,0 32,0

Примечание Диапазон изменения потерь указан из-за различия конструкций фаз

Потери на корону существенно зависят от фактического значения напряжения на ЛЭП. Так, например, для ВЛ напряжением 750 кВ значения удельных потерь приведены в табл 1 2

Таблица 1.2

Удельные потери на корону для ВЛ 750 кВ в зависимости от фактического напряжения

Фактическое напряжение, кВ	715	730	750	770	787
Потери на корону, кВт/км	11,2	12,8	15	17,3	19,4

Для кабельных линий напряжением свыше 35 кВ диэлектрические потери на 1 км указываются заводом-изготовителем.

Проводимость, обусловленная короной, является переменной величиной, так как зависит от влажности воздуха и других метеорологических факторов Усредненное значение за год активной проводимости можно получить по статистическим данным для каждой ВЛ через средние потери на корону.

$$g_0 = \Delta P_{\text{кор ср}} / U^2_{\text{ном}}. \tag{1.6}$$

Для расщепленной фазы погонные сопротивления и емкостная проводимость вычисляются по формулам

$$r_0 = r_{0\text{пр}}/n,\ x_0 = 0{,}144\lg(2D_{\text{ср}}/d_{\text{экв}}) + 0{,}0156/n,$$
$$b_0 = \frac{7{,}58}{\lg(2D_{\text{ср}}/d_{\text{экв}})}, \tag{1 7}$$

где n — число проводов в фазе, $r_{0\text{пр}}$ — погонное активное сопротивление одного провода; $d_{\text{экв}}$ — эквивалентный димаетр провода:

$$d_{экв} = \sqrt[n]{2^{n-1} d \prod_{i=2}^{n} a_{1i}}, \tag{1.8}$$

a_{1i} — расстояние между одним проводом и другими проводами в фазе.

Расщепление фазы может быть на 2, 3, 4 и более проводов.

Средние значения индуктивного сопротивления и емкостной проводимости для ВЛ СВН и УВН с расщепленной фазой приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Средние значения параметров расщепленной фазы ВЛ

Напряжение, кВ	x_0, *Ом/км*	b_0, *мкСм/км*
330, 500	0,32	3,7
750	0,29	4,2
1150	0,23	4,6

1.3. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛЭП

Каждая фаза ЛЭП может быть представлена в виде четырехполюсника с коэффициентами $\underline{A}$, $\underline{B}$, $\underline{C}$ и $\underline{D}$ (рис. 1.8).

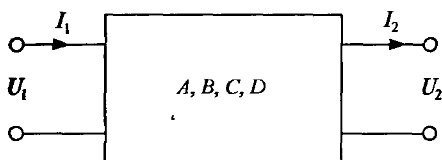


Рис. 1.8. Четырехполюсник

Уравнения четырехполюсника связывают напряжения и токи на входе и выходе и могут быть записаны в виде

$$\underline{U}_1 = \underline{A}\underline{U}_2 + \sqrt{3}\underline{B}\underline{I}_2, \quad \underline{I}_1 = \frac{1}{\sqrt{3}}\underline{C}\underline{U}_2 + \underline{D}\underline{I}_2. \qquad (1.9)$$

Четырехполюсник, моделирующий ЛЭП, является пассивным и симметричным. ЛЭП — это объект с распределенными параметрами, который описывается уравнениями длинной линии, учитывающими волновой характер распространения тока и напряжения вдоль линии:

$$U_1 = U_2 \operatorname{ch}\gamma_0 l + \sqrt{3}\,\underline{I}_2\underline{Z}_C \operatorname{sh}\underline{\gamma}_0 l.$$

$$\underline{I}_1 = \frac{1}{\sqrt{3}}\underline{U}_2 \frac{1}{\underline{Z}_C} \operatorname{sh}\underline{\gamma}_0 l + \underline{I}_2 \operatorname{ch}\underline{\gamma}_0 l, \qquad (1.10)$$

где $\underline{Z}_C = \sqrt{\dfrac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}}$ — волновое сопротивление линии; $\underline{\gamma}_0 = \alpha_0 + j\beta_0 = \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)}$ — километрический коэффициент распространения волны; α_0 — километрический коэффициент затухания

волны; β_0 — километрический коэффициент фазы. Для ВЛ $\beta_0 \approx 0{,}001$ рад/км, а α_0 более чем на два порядка меньше β_0.

В соответствии с (1.9) коэффициенты четырехполюсника, моделирующего ЛЭП, определяются по формуле

$$\underline{A} = \underline{D} = \operatorname{ch}\underline{\gamma}_0 l,\ \underline{B} = \underline{Z}_C \operatorname{sh}\underline{\gamma}_0 l,\ \underline{C} = \frac{1}{\underline{Z}_C}\operatorname{sh}\underline{\gamma}_0 l. \tag{1.11}$$

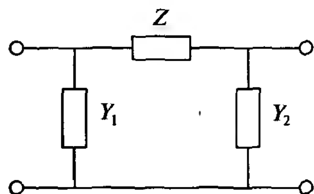


Рис. 1.9. П-образная схема замещения

Для различных расчетов очень удобно пользоваться схемами замещения, которые заменяют четырехполюсник конкретной простой схемой электрической цепи. Различают Г-, П-и Т-образную схемы замещения. Для ЛЭП используют П-образную симметричную схему замещения (рис. 1.9).

Можно показать, что параметры П-образной схемы замещения для ЛЭП связаны с коэффициентами четырехполюсника следующими соотношениями:

$$\underline{A} = (1 + \underline{Z}\underline{Y}_2),\quad \underline{B} = \underline{Z},\quad \underline{C} = \underline{Y}_1 + \underline{Y}_1\underline{Z}\underline{Y}_2 + \underline{Y}_2,\quad \underline{D} = (1 + \underline{Z}\underline{Y}_1). \tag{1.12}$$

С помощью этих формул, учитывая (1.11), можно определить параметры П-образной схемы замещения ЛЭП:

$$\underline{Z} = \underline{Z}_C \operatorname{sh}\underline{\gamma}_0 l,$$
$$\underline{Y}_1 = \underline{Y}_2 = \frac{1}{\underline{Z}_C}\operatorname{th}\frac{\underline{\gamma}_0 l}{2}. \tag{1.13}$$

Для линий, длина которых меньше 300 км, можно принять, что гиперболические функции синуса и тангенса равны своим аргументам (коэффициент фазы $\beta_0 l = 0{,}001 \cdot 300 = 0{,}3$ и $\operatorname{sh} 0{,}3 = 0{,}305$ рад), тогда

$$Z \approx Z_C\gamma_0 l = \sqrt{\frac{(r_0 + jx_0)}{(g_0 + jb_0)}}\sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)}\ l,$$
$$\underline{Y}_1 = \underline{Y}_2 \approx \frac{1}{\underline{Z}_C}\underline{\gamma}_0\frac{l}{2} = \sqrt{\frac{(g_0 + jb_0)}{(r_0 + jx_0)}}\sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)}\ \frac{l}{2}. \tag{1.14}$$

Окончательно имеем

$$\underline{Z} = (r_0 + jx_0)l = R + jX,$$
$$\underline{Y}_1 = \underline{Y}_2 = \frac{(g_0 + jb_0)l}{2} = \frac{G}{2} + j\frac{B}{2}. \tag{1.15}$$

Таким параметрам соответствует схема замещения, приведенная на рис. 1.10, *а*.

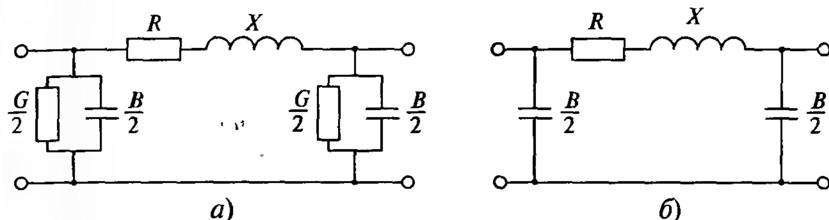


Рис. 1.10. Схемы замещения ЛЭП напряжением свыше 35 кВ:
а — с активной проводимостью; *б* — без активной проводимости

В практике расчетов схем электрических сетей схема на рис. 1.10, *а* не нашла применения из-за особенностей моделирования активной проводимостью потерь на корону и потерь из-за несовершенства изоляции. Во-первых, для подавляющего большинства ВЛ потери на корону вообще не учитываются (см. разд. 1.2) и, во-вторых, вследствие больших колебаний потерь на корону в зависимости от погодных условий их удобнее моделировать в виде дополнительных нагрузок по концам ЛЭП. На рис. 1.10, *б* показана схема замещения ВЛ, которая используется при всех напряжениях свыше 35 кВ.

Для ЛЭП низкого и среднего напряжения используют более простые схемы, которые показаны на рис. 1.11: *а* — схема с рассчитанными зарядными мощностями, в которой не учитывается зависимость зарядной мощности от напряжения; *б* — схема замещения кабельных линий, у которых можно не учитывать индуктивное сопротивление; *в* — схема замещения для распределительных сетей низкого и среднего напряжений до 35 кВ включительно; *г* — короткие кабельные линии, в которых из-за небольшой длины можно пренебречь индуктивным сопротивлением и емкостной проводимостью.

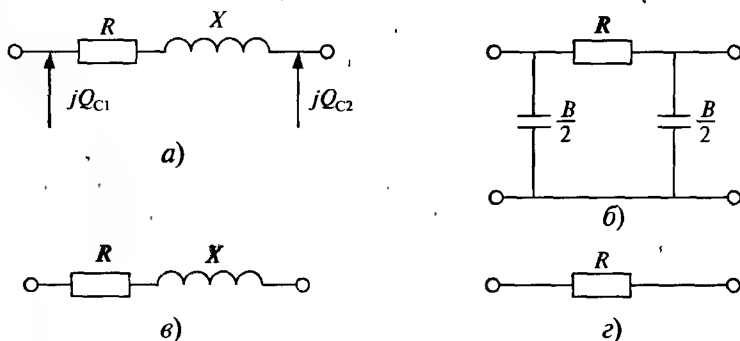


Рис. 1.11. Упрощенные схемы замещения ЛЭП

1.4. КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ, ПАРАМЕТРЫ И СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ДВУХОБМОТОЧНЫХ И ТРЕХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы имеют соединения обмоток фаз в «звезду» или «треугольник». Считается, что параметры обмоток одинаковы между собой и трансформатор является симметричной трехфазной системой. На рис. 1.12 приведены обозначения двухобмоточных трансформаторов в принципиальных однолинейных схемах и трехфазная схема соединений его обмоток в «звезду».

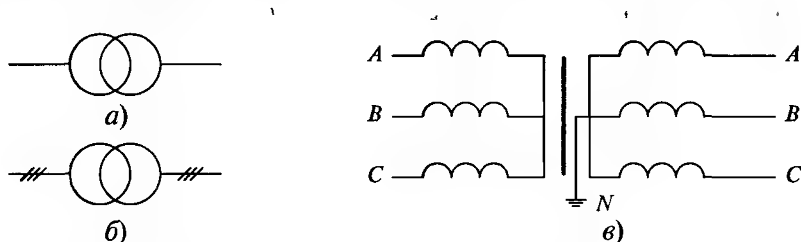


Рис. 1.12. Условные обозначения двухобмоточных трансформаторов: *а* — обозначение в принципиальных схемах; *б* — то же, с указанием числа фаз; *в* — схема соединения обмоток «звезда»/«звезда» с глухо заземленной нейтралью

Двухобмоточные трансформаторы имеют маркировку, состоящую из букв: Т — трехфазный; О — однофазный; вид охлаждения указывается буквами: С — естественное воздушное, М — естественное масляное, Д — масляное с дутьем и естественной циркуляцией масла, ДЦ — масляное с дутьем и принудительной циркуляцией масла, МВ — масляно-водяное с естественной циркуляцией масла, Ц — масляно-водяное с принудительной циркуляцией масла; буква Н указывает на наличие регулировочного устройства; особенности выполнения обозначаются буквами: Г — грозоупорное, З — защитное, У — усовершенствованное; Ж — для электрифицированных железных дорог. После букв следует величина мощности трансформатора в киловольт-амперах и иногда через дробную черту номинальное напряжение обмотки высшего напряжения. Например, ТДН-25000/35 — трехфазный трансформатор, имеющий масляное с дутьем охлаждение и естественной циркуляцией масла, с устройством регулирования напряжения мощностью 25000 кВ·А и напряжением ВН — 35 кВ.

В расчетных схемах электрических сетей трансформаторы моделируются схемами замещения. Наиболее точной схемой замещения двухобмоточного трансформатора является Т-образная схема.

В ней отдельно представлены сопротивления обеих обмоток трансформатора и учитывается тот факт, что ток намагничивания трансформатора протекает по первичной обмотке трансформатора (со стороны питания). Сопротивления обмоток трансформатора обусловлены активным сопротивлением проволок, из которых они изготовлены, и индуктивностью рассеяния каждой обмотки.

Сопротивление вторичной обмотки приводят к напряжению первичной обмотки по соотношению

$$R_2' = R_2 k_т^2, \quad X_2' = X_2 k_т^2, \tag{1.16}$$

где $k_т$ — коэффициент трансформации, определяемый как отношение числа витков первичной и вторичной обмоток.

При холостом ходе коэффициент трансформации можно вычислить как отношение напряжений первичной и вторичной обмоток. Обычно коэффициент трансформации получают как отношение номинальных напряжений обмоток.

Отдельно в схеме замещения трансформатора выделяется идеальный трансформатор, который моделирует сам процесс трансформации токов и напряжений. Идеальный трансформатор не имеет потерь.

Поскольку Т-образная схема замещения для практических расчетов неудобна, двухобмоточные трансформаторы с достаточной степенью точности замещают Г-образными схемами замещения (рис. 1.13).

Хотя Г-образная схема замещения (рис. 1.13, *а*) более полно моделирует зависимость тока холостого хода от приложенного напряжения, в практике расчетов чаще используют схему, в которой потери холостого хода считаются постоянными (рис. 1.13, *б*). Более

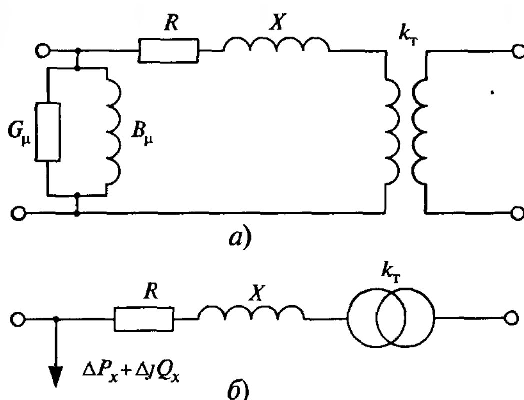


Рис. 1.13. Г-образные схемы замещения трансформатора

того, иногда потерями холостого хода вообще пренебрегают. Для схем высокого напряжения 220 кВ и выше пренебрегают и активным сопротивлением обмоток трансформатора.

Сопротивления трансформатора R и X в Г-образных схемах замещения определяются как сумма сопротивлении его обмоток:

$$R = R_1 + R_2', \; X = X_1 + X_2'. \tag{1.17}$$

Активная проводимость G_μ обусловлена потерями активной мощности в стали трансформатора на перемагничивание и вихревые токи, реактивная проводимость B_μ — намагничивающей мощностью.

Сопротивления и проводимости двухобмоточных трансформаторов определяют по их паспортным данным. В паспорте указываются: $S_{ном}$ — номинальная мощность, МВ·А; $U_{ВН}$, $U_{НН}$ — номинальные напряжения обмоток ВН и НН, кВ, $\Delta P_к$ — потери короткого замыкания, кВт; $\Delta P_х$ — потери холостого хода, кВт; $u_к$ — напряжение короткого замыкания, % $U_{ном}$; $I_х$ — ток холостого хода, % $I_{ном}$.

Потери и напряжение короткого замыкания определяют опытным путем: вторичную обмотку трансформатора замыкают накоротко, а к первичной обмотке подводят такое напряжение, при котором ток во вторичной обмотке будет равным номинальному току. Это напряжение и будет напряжением короткого замыкания.

Активная мощность, потребляемая трансформатором в режиме короткого замыкания, практически полностью расходуется на нагрев его обмоток, т.е. потери короткого замыкания можно приравнять к потерям в меди при номинальной нагрузке трансформатора.

$$\Delta P_к = 3RI_{ном}^2 = R\frac{S_{ном}^2}{U_{ном}^2}, \tag{1.18}$$

где $I_{ном}$, $S_{ном}$, $U_{ном}$ — номинальные значения тока, мощности и напряжения обмотки трансформатора, к которым приводится сопротивление R.

Из выражения (1.18) следует, что активное сопротивления одной фазы трансформатора

$$\boxed{R = \frac{\Delta P_к U_{ном}^2}{S_{ном}^2}.} \tag{1.19}$$

Индуктивное сопротивление X трансформатора определяется напряжением короткого замыкания $u_к$ (%), которое складывается из двух составляющих: падений напряжения в активном ($u_а$) и реактивном ($u_р$) сопротивлениях току, протекающему в режиме короткого замыкания:

$$u_а = 100\sqrt{3}R\frac{I_{ном}}{U_{ном}}; \quad u_р = 100\sqrt{3}X\frac{I_{ном}}{U_{ном}}. \tag{1.20}$$

Из треугольника короткого замыкания имеем

$$u_р = \sqrt{u_к^2 - u_а^2}. \tag{1.21}$$

Для мощных силовых трансформаторов $u_р \gg u_а$, и поэтому можно принять $u_р \approx u_к$. Из (1.20) будем иметь для индуктивного сопротивления трансформатора

$$\boxed{X = \frac{u_к U_{ном}^2}{100 S_{ном}}.} \tag{1.22}$$

Проводимости схемы замещения соответствуют режиму холостого хода трансформатора, в котором к его первичной обмотке подводится номинальное напряжение. При этом потери холостого хода

$$\Delta P_х = G_\mu U_{ном}^2, \ \Delta Q_х = B_\mu U_{ном}^2, \tag{1.23}$$

откуда находим активную и реактивную проводимости:

$$G_\mu = \frac{\Delta P_х}{U_{ном}^2}, \quad B_\mu = \frac{\Delta Q_х}{U_{ном}^2}. \tag{1.24}$$

Потери реактивной мощности на холостом ходе вычисляются через ток холостого хода, в котором значительно преобладает реактивная составляющая $I_р \gg I_а$. Так как

$$I_р = \sqrt{I_х^2 - I_а^2}. \tag{1.25}$$

то $I_р \approx I_х$ Тогда потери ΔQ_x можно найти по формуле

$$\Delta Q_x = I_x S_{ном}/100. \tag{1.26}$$

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы также могут иметь в обмотках соединение фаз в «звезду» или «треугольник». На рис. 1.14 изображены обозначения трехобмоточных трансформаторов в принципиальных однолинейных схемах и схемы соединения их обмоток.

В обозначении трехобмоточных трансформаторов имеется буква Т, стоящая после обозначения системы охлаждения, например ТДТН-40000/110.

Для трехобмоточного трансформатора, кроме того, используется Г-образная схема замещения в отношении расположения ветви холостого хода, однако обмотки трансформатора соединены в трехлучевую «звезду». Следует различать соединение обмоток фаз в «звезду» и представление первичной, вторичной и третичной обмоток на схеме замещения в виде трехлучевой «звезды». Схемы замещения трехобмоточных трансформаторов показаны на рис. 1.15.

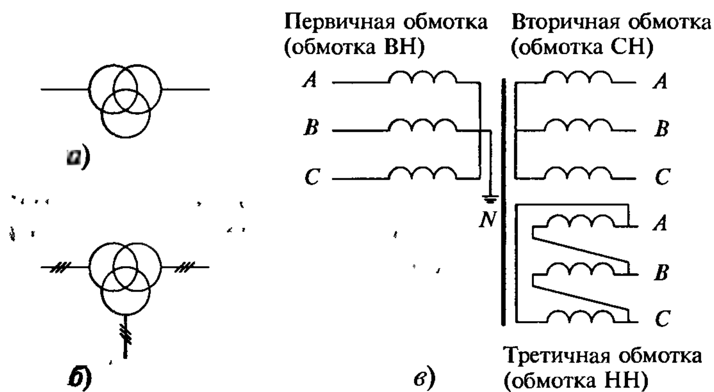


Рис. 1.14. Условные обозначения трехобмоточных трансформаторов: *а* — обозначение в принципиальных схемах; *б* — то же, с указанием числа фаз; *в* — схема соединения обмоток: «звезда» с глухозаземленной нейтралью, «звезда/треугольник»

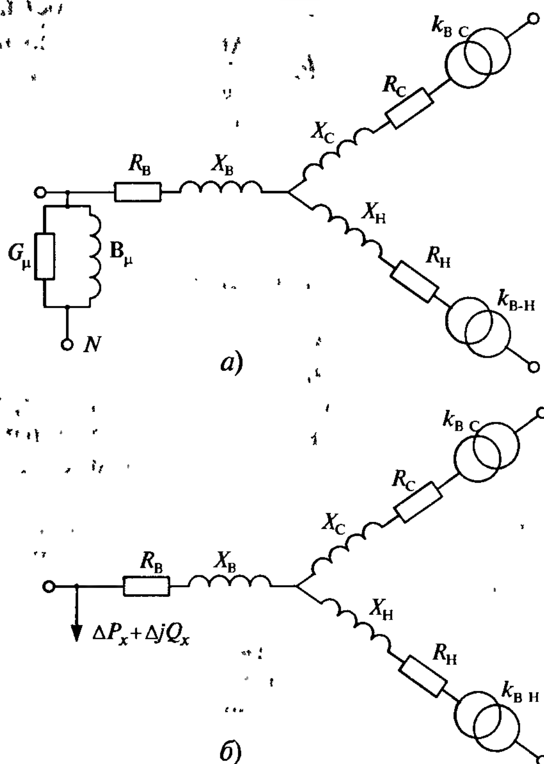


Рис. 1.15. Схемы замещения трехобмоточного трансформатора

Сопротивления всех обмоток приводятся к одному напряжению — как правило, к напряжению обмотки ВН.

Активные и индуктивные сопротивления обмоток трехобмоточных трансформаторов, так же как и двухобмоточных, можно найти по справочным данным $\Delta P_к$ и $u_к$, измеренным (или приведенным) для пар обмоток. Рассматривая две обмотки трехобмоточного трансформатора как двухобмоточный трансформатор, по формуле (1.19) можно рассчитать сопротивление каждой обмотки:

$$R_т = \frac{\Delta P_к U_{ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad R_В = R_С = R_Н = \frac{R_т}{2}. \tag{1.27}$$

Здесь считается, что потери короткого замыкания $\Delta P_к$, полученные в режиме короткого замыкания для пар обмоток, равны между собой, поэтому и активные сопротивления обмоток оказались одинаковыми.

При определении индуктивных сопротивлений обмоток следует иметь в виду, что в паспортных данных трехобмоточных трансформаторов напряжения короткого замыкания указываются для пар обмоток так, как они и измеряются в режимах короткого замыкания: $u_{к(В–С)}$, $u_{к(В–Н)}$ и $u_{к(С–Н)}$. Из физического смысла напряжения короткого замыкания следуют соотношения между напряжениями пар обмоток и отдельных обмоток:

$$\begin{cases} u_{к(В\text{-}С)} = u_{к(В)} + u_{к(С)}, \\ u_{к(В\text{-}Н)} = u_{к(В)} + u_{к(Н)}, \\ u_{к(В\text{-}Н)} = u_{к(С)} + u_{к(Н)}. \end{cases} \tag{1.28}$$

После решения системы линейных уравнений (1.28) относительно $u_{к(В)}$, $u_{к(С)}$ и $u_{к(Н)}$ получаем:

$$\begin{aligned} u_{к(В)} &= 0{,}5(u_{к(В\text{-}С)} + u_{к(В\text{-}Н)} - u_{к(С\text{-}Н)}), \\ u_{к(С)} &= 0{,}5(u_{к(В\text{-}С)} + u_{к(С\text{-}Н)} - u_{к(В\text{-}Н)}), \\ u_{к(Н)} &= 0{,}5(u_{к(В\text{-}Н)} + u_{к(В\text{-}Н)} - u_{к(В\text{-}С)}), \end{aligned} \tag{1.29}$$

Индуктивные сопротивления обмоток $X_В$, $X_С$ и $X_Н$ трехобмоточного трансформатора определяют по формуле (1.22) при подстановке каждого из напряжений короткого замыкания обмоток.

Реактивное сопротивление $X_С$ или $X_Н$ трехобмоточного трансформатора, соответствующее обмотке, расположенной в середине между двумя другими его обмотками, из-за взаимного влияния соседних обмоток обычно близко к нулю или может иметь отрицательное значение и в практических расчетах принимается равным нулю.

Проводимости и реактивная мощность холостого хода определяют так же, как и для двухобмоточных трансформаторов.

1.5. КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ, ПАРАМЕТРЫ И СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ И ТРАНСФОРМАТОРОВ С РАСЩЕПЛЕННОЙ ОБМОТКОЙ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Автотрансформаторы имеют гальваническую (электрическую) связь между первичной и вторичной обмотками. Вследствие этого одна из обмоток одновременно является частью другой обмотки. Она называется общей обмоткой. На рис. 1.16, *а*, *б* приведены обозначения автотрансформатора на принципиальных схемах и схема его обмоток (рис. 1.16, *в*).

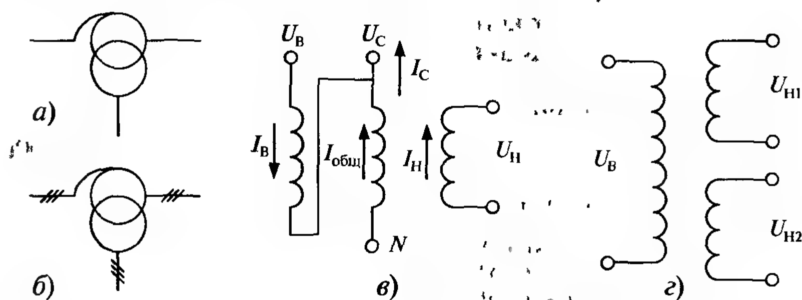


Рис. 1.16. Условные обозначения и схемы обмоток автотрансформаторов и трансформаторов с расщепленной обмоткой: *а* — обозначение автотрансформатора в принципиальных схемах; *б* — то же, с указанием числа фаз; *в* — схема одной фазы обмоток автотрансформатора, *г* — схема одной фазы трансформатора с расщепленной обмоткой

В обозначении автотрансформаторов первая буква — А. Как правило, автотрансформаторы имеют третью обмотку — обмотку низкого напряжения, фазы которой соединяются в треугольник для компенсации токов третьей гармоники. Эта обмотка имеет только магнитную связь с остальными обмотками. Пример обозначения автотрансформатора: АТДЦТН-125000/500/220, здесь дополнительно указано номинальное напряжение сети среднего напряжения.

Для автотрансформаторов используются такие же схемы замещения, что и для трехобмоточных трансформаторов (рис. 1.15).

За номинальную мощность автотрансформатора принимают номинальную мощность обмоток СН и ВН (они одинаковые для отечественных автотрансформаторов). Эту мощность называют также проходной:

$$S_{ном} = \sqrt{3} I_В U_В \approx \sqrt{3} I_С U_С. \quad (1.30)$$

Мощность общей обмотки (рис. 1.16, *в*) определяется через ток, протекающий по ней:

$$I_{общ} = I_С - I_В = I_С(1 - I_В/I_С). \tag{1.31}$$

Умножим обе части этого выражения на $\sqrt{3}U_В$, в результате чего получим мощность общей обмотки автотрансформатора:

$$S_{общ} = S_{ном}(1 - I_В/I_С) = S_{ном}(1 - U_С/U_В) = \alpha S_{ном}, \tag{1.32}$$

где $\alpha = (U_В - U_С)/U_В$ — коэффициент выгодности автотрансформатора.

Мощность $S_{общ} = S_{тип} = \alpha S_{ном}$ называют *типовой мощностью автотрансформатора*, которая физически представляет собой полную мощность его обмоток и передается с обмотки на обмотку электромагнитным путем. Другая часть мощности $S_{ном} - S_{тип}$ вследствие электрической связи обмоток передается электрическим путем. Поэтому обмотки и сердечник автотрансформатора рассчитаны на типовую мощность и, как следствие, имеют меньшую массу, габаритные размеры и стоимость по сравнению с трехобмоточными трансформаторами.

Автотрансформаторы получили широкое распространение в сетях с напряжением 220 кВ и более, которых связывают сети с близкими номинальными напряжениями.

Активные и индуктивные сопротивления обмоток автотрансформаторов, так же как и в трансформаторах, определяют по данным режима короткого замыкания, однако при коротком замыкании обмотки НН, рассчитанной на типовую мощность, напряжение поднимается до значения, при котором ток в этой обмотке будет соответствовать типовой, а не номинальной мощности автотрансформатора. В связи с этим в паспортных данных автотрансформаторов указываются потери короткого замыкания, приведенные к номинальной мощности автотрансформатора ($\Delta P_{к(В\text{-}С)}$) и к типовой мощности ($\Delta P_{к(В\text{-}Н)}$ и $\Delta P_{к(С\text{-}Н)}$). Также приводятся и значения напряжений короткого замыкания (%): одно из них — $u_{к\,(В\text{-}С)}$ относится к номинальной мощности, а два других — к типовой. При расчете сопротивлений все значения потерь и напряжений короткого замыкания должны быть приведены к номинальной мощности автотрансформатора по формулам:

$$\begin{aligned} \Delta P_{к(В-Н)} &= \Delta P'_{к(В-Н)} \frac{S^2_{ном}}{S^2_{тип}}; \quad \Delta P_{к(С-Н)} = \Delta P'_{к(С-Н)} \frac{S^2_{ном}}{S^2_{тип}}; \\ u_{к(В-Н)} &= u'_{к(В-Н)} \frac{S_{ном}}{S_{тип}}; \quad u_{к(С-Н)} = u'_{к(С-Н)} \frac{S_{ном}}{S_{тип}}. \end{aligned} \tag{1.33}$$

Здесь штрихом отмечены величины, отнесенные к типовой мощности.

Напряжения короткого замыкания обмоток автотрансформатора вычисляются по формулам (1.29), а потери короткого замыкания обмоток — по формулам, аналогичным (1.29):

$$\Delta P_{к(В)} = 0{,}5\,(\Delta P_{к(В\text{-}С)} + \Delta P_{к(В\text{-}Н)} - \Delta P_{к(С\text{-}Н)}),$$
$$\Delta P_{к(С)} = 0{,}5\,(\Delta P_{к(В\text{-}С)} + \Delta P_{к(С\text{-}Н)} - \Delta P_{к(В\text{-}Н)}), \qquad (1.34)$$
$$\Delta P_{к(Н)} = 0{,}5\,(\Delta P_{к(В\text{-}Н)} + \Delta P_{к(С\text{-}Н)} - \Delta P_{к(В\text{-}С)}).$$

Активные сопротивления обмоток автотрансформатора вычисляются по формуле (1.19) с учетом потерь короткого замыкания (см. (1.34)), а индуктивные сопротивления по формуле (1.22) с учетом напряжений короткого замыкания (см. (1.29)).

Параметры ветви холостого хода в схемах замещения автотрансформатора определяются так же, как и для двухобмоточных трансформаторов.

Трансформатор с расщепленной обмоткой низкого напряжения является разновидностью двухобмоточного трансформатора. В таком трансформаторе обмотка НН выполнена из двух параллельных ветвей $НН_1$ и $НН_2$ (рис. 1.16, *г*), расположенных симметрично по отношению к обмотке ВН. Номинальные напряжения обмоток НН, как правило, одинаковые, их суммарная мощность равна мощности обмотки ВН. Достоинством трансформаторов с расщепленной обмоткой является увеличение реактивного сопротивления между ветвями, что позволяет ограничить ток короткого замыкания на стороне НН. Поэтому понижающие трансформаторы с расщепленными обмотками получили широкое распространение.

Трансформаторы с расщепленной обмоткой имеют в своем обозначении букву Р, которая ставится после буквы, обозначающей число фаз, например ТРДЦН-100000/220.

Схема замещения трансформаторов с расщепленной обмоткой имеет вид трехлучевой звезды (рис. 1.15). При параллельном соединении его обмоток используется схема замещения двухобмоточного трансформатора.

Активные сопротивления обмоток

$$R_{Н1} = R_{Н2} = 2R_В. \qquad (1.35)$$

Паспортные данные трансформатора с расщепленной обмоткой такие же, как у двухобмоточного трансформатора. По ним определяют R и X трансформатора при параллельной работе его

обмоток НН (сквозное сопротивление). В случае раздельной работы обмоток НН сопротивления обмоток H_1 и H_2 определяют по формулам

$$R_B = 0{,}5R,$$
$$X_{H1} = X_{H2} = 2X. \qquad (1.36)$$

Специфическим параметром трехфазных трансформаторов с расщепленной обмоткой является коэффициент расщепления k_p, равный отношению сопротивления между выводами двух ветвей расщепленной обмотки $X_{H1} + X_{H2}$ к сквозному сопротивлению X. При отсутствии магнитной связи между обмотками НН коэффициент расщепления равен 4. Это имеет место для трехфазной группы однофазных трансформаторов. Для трехфазного трансформатора $k_p < 4$. По опытным данным для ряда трехфазных трансформаторов $k_p = 3{,}34...3{,}64$. При отсутствии точных параметров для трехфазных двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой на две части $k_p \approx 3{,}5$. В этом случае сопротивления обмоток трехфазных трансформаторов составляют

$$X_{H1} = X_{H2} = 1{,}8X. \qquad (1.37)$$

1.6. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ П-ОБРАЗНЫМИ СХЕМАМИ ЗАМЕЩЕНИЯ

Расчеты режимов схем электрических сетей на ЭВМ выполняются по программам, в которых все элементы сети моделируются П-образными схемами замещения. Параметры этих схем (см. рис. 1.9) получим с помощью Г-образной схемы замещения двухобмоточного понижающего трансформатора с коэффициентом трансформации $k_т > 1$ (см. рис. 1.13).

Найдем напряжение и ток первичной обмотки:

$$\underline{U}_1 = k_т\underline{U}_2 + \Delta\underline{U}_т = k_т\underline{U}_2 + \sqrt{3}\,\underline{Z}_т\frac{\underline{I}_2}{k_т}, \qquad (1.38)$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_\mu + \frac{\underline{I}_2}{k_т} = \frac{\underline{Y}_\mu\underline{U}_1}{\sqrt{3}} + \frac{\underline{I}_2}{k_т}. \qquad (1.39)$$

После подстановки (1.38) в (1.39) получим

$$\underline{I}_1 = \frac{k_т\underline{Y}_\mu\underline{U}_2}{\sqrt{3}} + \frac{1}{k_т}\left(\underline{Z}_т\underline{Y}_\mu + 1\right)\underline{I}_2. \qquad (1.40)$$

Сопоставляя выражения (1.38) и (1.40) с уравнениями четырехполюсника (1.9) и учитывая (1.12), будем иметь:

$$\underline{A} = 1 + \underline{Z}\underline{Y}_2 = k_т, \quad \underline{B} = \underline{Z} = \frac{\underline{Z}_т}{k_т},$$
$$\underline{C} = \underline{Y}_1 + \underline{Y}_1\underline{Z}\underline{Y}_2 + \underline{Y}_2 = k_т\underline{Y}_\mu, \tag{1.41}$$
$$\underline{D} = 1 + \underline{Z}\underline{Y}_1 = \frac{\underline{Z}_т}{k_т}\underline{Y}_\mu + \frac{1}{k_т}.$$

Из полученных соотношений можно определить параметры П-образной схемы замещения трансформатора.

$$\underline{Z} = \underline{Z}_т / k_т,$$
$$\underline{Y}_1 = \frac{1}{\underline{Z}_т}(1 - k_т) + \underline{Y}_\mu, \quad \underline{Y}_2 = \frac{k_т}{\underline{Z}_т}(k_т - 1). \tag{1.42}$$

П-образная схема замещения трансформатора в отличие от П-образной схемы замещения ЛЭП является несимметричной, т е $\underline{Y}_1 \neq \underline{Y}_2$. Из (1.42) следует, что со стороны ВН понижающего трансформатора $\underline{Y}_1$ имеет емкостной характер, а $\underline{Y}_2$ — индуктивный.

Схема замещения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов состоит из трех ветвей, каждая из которых может быть представлена своей П-образной схемой замещения Так, для схемы на рис. 1 15 для обмоток ВН, СН и НН имеем соответственно следующие параметры П-образных схем замещения·

ВН: $\underline{Z} = \underline{Z}_В, \quad \underline{Y}_1 = \underline{Y}_\mu, \quad \underline{Y}_2 = 0,$

$$\text{СН: } \underline{Z} = \frac{\underline{Z}_С}{k_{т(В\text{–}С)}}, \quad \underline{Y}_1 = \frac{1}{\underline{Z}_С}\left(1 - k_{т(В\text{–}С)}\right), \quad \underline{Y}_2 = \frac{k_{т(В\text{–}С)}}{\underline{Z}_С}\left(k_{т(В\text{–}С)} - 1\right), \tag{1.43}$$

$$\text{НН: } \underline{Z} = \frac{\underline{Z}_Н}{k_{т(В\text{–}Н)}}, \quad \underline{Y}_1 = \frac{1}{\underline{Z}_Н}\left(1 - k_{т(В\text{–}Н)}\right), \quad \underline{Y}_2 = \frac{k_{т(В\text{–}Н)}}{\underline{Z}_Н}\left(k_{т(В\text{–}Н)} - 1\right). \tag{1 44}$$

1.7. ХАРАКТЕРИСТИКИ НАГРУЗОК ЭЭС

Графики электрических нагрузок

Потребление электрической энергии в ЭЭС зависит от вида электроприемников, режимов их работы, времени и других факторов и может быть представлено в виде графика электрической нагрузки — зависимостью активной мощности P или тока I от времени t. Существуют графики суточные, недельные, сезонные и годовые, а также годовые по продолжительности.

Конфигурация суточного графика электрической нагрузки промышленных потребителей определяется особенностями технологического процесса данного производства. Суточный график бытовой нагрузки отличается большой неравномерностью (рис. 1 17). Он характеризуется двумя явно выраженными максимальными значениями — суточными максимумами в утреннее и вечернее время.

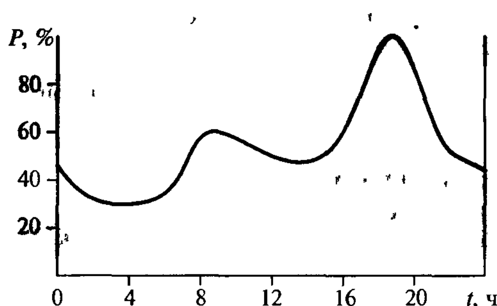


Рис 1 17 Суточный график бытовой нагрузки

Для характерных групп потребителей существуют типовые суточные графики Изображаются такие графики ступенчатыми зависимостями (рис 1.18).

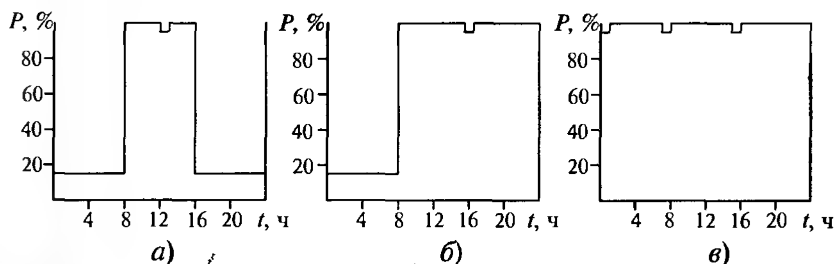


Рис 1 18 Типовые графики активной нагрузки промышленных предприятий *а* — односменный, *б* — двухсменный, *в* — трехсменный

Суточные графики одного и того же потребителя меняются в зависимости от времени года из-за различной продолжительности светового дня, изменения температуры и т.д Поэтому в зависимости от сезона графики потребления мощности будут разными.

По суточным графикам могут быть построены графики годовые и годовые упорядоченные по продолжительности (рис 1.19, *а*, *б*). Графики по продолжительности представляют собой диаграммы постепенно убывающих значений мощности, каждому из которого

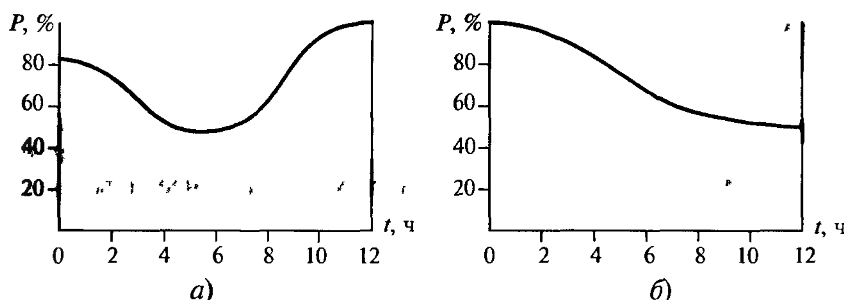


Рис. 1.19. Годовые графики нагрузки. *а* — временной; *б* — по продолжительности

соответствует время (продолжительность), в течение которого данная мощность требуется потребителю.

По типовым графикам можно построить суммарные графики нагрузки ЛЭП, подстанции, узла нагрузки и т.д. Для целей управления и проектирования ЭЭС используют главным образом суточные графики зимнего и летнего рабочих дней, а также годовые графики месячных максимумов.

Суточный график (рис. 1.20) характеризуется следующими показателями:

- максимальной и минимальной нагрузкой P_{max}, P_{min};
- среднесуточной нагрузкой $P_{ср} = W_{сут}/24$, где $W_{сут}$ — суточная потребляемая электроэнергия;
- коэффициентом неравномерности нагрузки $\alpha_{сут} = P_{min}/P_{max}$;
- плотностью графика нагрузки $\beta_{сут} = P_{ср}/P_{max}$.

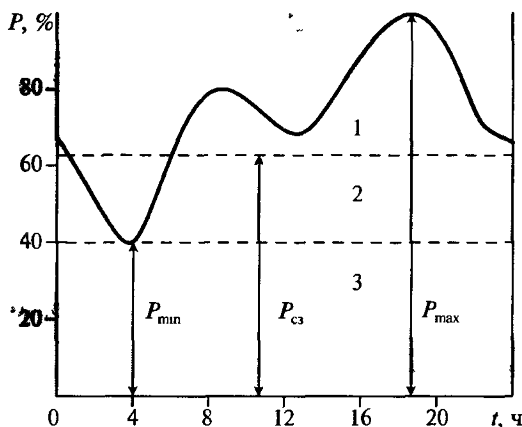


Рис. 1.20. Суточный график нагрузки энергосистемы

Суточный график нагрузки условно делится на три характерные зоны: базисную *3*, расположенную ниже линии минимальной нагрузки; полупиковую *2* — между линиями минимальной и среднесуточной нагрузок; пиковую *1* — выше линии среднесуточной нагрузки.

Энергия, потребляемая в течение суток,

$$W_{\text{сут}} = \int_0^{T_{\text{сут}}} P(t)\,dt \tag{1.45}$$

или для усредненных на часовом интервале значений ступенчатого графика нагрузки

$$W_{\text{сут}} = \sum_{i=1}^{24} P_i \Delta t, \tag{1.46}$$

где P_i — усредненное значение мощности на i-м часовом интервале; Δt — часовой интервал времени.

Аналогичные показатели могут применяться также для характеристики недельных, месячных, сезонных и годовых графиков.

Плотность годового графика нагрузки обычно характеризуется продолжительностью (в часах) использования максимальной нагрузки (рис. 1.21)

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\max}} = 8760\beta_{\text{год}}, \tag{1.47}$$

где $W_{\text{год}} = \int_0^{T_{\text{год}}} P(t)\,dt$. С учетом этого получаем

$$\beta_{\text{год}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}} = \frac{T_{\max}}{8760}. \tag{1.48}$$

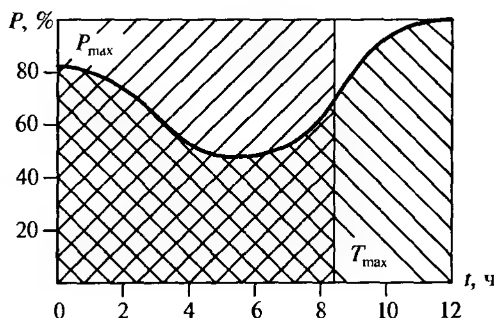


Рис. 1.21. Время использования максимальной нагрузки

Время T_{max} — это время, в течение которого потребитель, работая с максимальной нагрузкой, получит из сети такое же количество энергии, какое он бы получил за год, работая по действительному графику.

Среднее значение T_{max} для различных групп потребителей приведено в табл 1.4

Таблица 1.4

Продолжительность использования максимальной нагрузки

Группы потребителей	T_{max}, ч
Бытовые приборы	2000 3000
Промышленные предприятия, работающие	
в одну смену	1500 2200
в две смены	3000 4500
в три смены	5000 7000

Кроме графиков активной мощности аналогичным образом строят графики реактивной мощности, которые часто изображаются на одном рисунке (рис. 1.22)

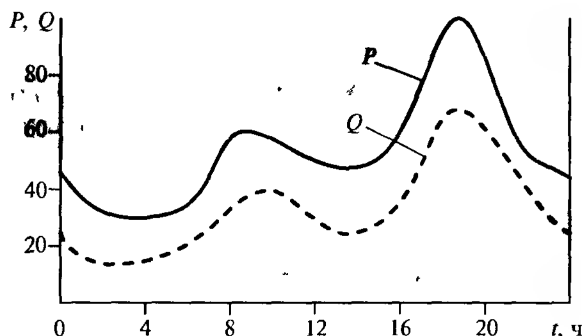


Рис 1.22 Суточные графики активной и реактивной мощности

Графики нагрузки потребителей могут быть получены по данным измерений за требуемый период. Такие графики отражают условия работы потребителя именно в те моменты времени, в которые выполняются измерения. В другой период времени результаты будут иными, так как изменяется структура энергопотребления предприятия, что, в общем, происходит довольно медленно, или вмешиваются случайные факторы, которые крайне быстро изменяются. Как правило, на основе эксперимента получают несколько графиков потребления электроэнергии, например суточных.

После их статистической обработки имеют график усредненных значений нагрузки и характеристику ее изменчивости, которую можно считать оценкой погрешности графика нагрузки.

Модели нагрузок в расчетах установившихся режимов. Схемы замещения нагрузок

В расчетах установившихся режимов нагрузки потребителей обычно представляются в виде мощностей, но так как в течение времени происходит изменение мощности, то рассчитанный режим является мгновенным, т е. для определенного момента времени. Установившиеся режимы рассчитывают для наиболее характерных случаев, к которым относятся режимы:

- максимальных нагрузок (за сутки, месяц, год);
- минимальных нагрузок (за сутки, месяц, год);
- послеаварийные и ремонтные.

Во многих случаях нагрузки представляются в расчетах постоянными значениями мощностей P и Q

Потребляемая мощность в ЭЭС меняется при изменении напряжения и частоты. Характеристики, отражающие изменение мощности от напряжения и частоты в установившихся режимах, называются *статическими характеристиками* нагрузки по напряжению

$$P = f_p(U), \quad Q = f_q(U) \tag{1.49}$$

и частоте

$$P = \varphi_p(f), \quad Q = \varphi_q(f). \tag{1.50}$$

Аналогичные характеристики в переходном режиме ЭЭС называют *динамическими*. Они получаются при быстром изменении напряжения и частоты.

При малых отклонениях значения U и f в установившихся режимах изменения мощностей можно получить по линеаризованным соотношениям:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{\partial P}{\partial U}\Delta U + \frac{\partial P}{\partial f}\Delta f = a_U \Delta U + a_f \Delta f, \\ \Delta Q &= \frac{\partial Q}{\partial U}\Delta U + \frac{\partial Q}{\partial f}\Delta f = b_U \Delta U + b_f \Delta f, \end{aligned} \tag{1.51}$$

где a_U, a_f, b_U, b_f — коэффициенты, характеризующие степень снижения активной и реактивной нагрузок по напряжению и частоте, называемые *регулирующими эффектами*.

Статические характеристики нагрузки различны для разных типов нагрузки. Так, мощность осветительной нагрузки меняется в зависимости от напряжения пропорционально $U^{1,6}$, а дуговых печей — U^2; мощность люминесцентных ламп зависит от частоты с регулирующим эффектом $a_f = 0{,}5...0{,}8$, а у дуговых печей — с $a_f = -0{,}5$.

Как правило, интерес представляют статические характеристики комплексной нагрузки, которая включает в себя нагрузку различных электроприемников. На рис. 1.23 представлен состав типовой нагрузки.

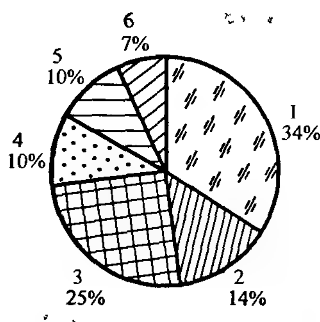


Рис. 1.23. Состав типовой нагрузки: мелкие асинхронные двигатели *1*, крупные асинхронные двигатели *2*, освещение *3*, выпрямители, инверторы, печи и нагревательные приборы *4*, синхронные двигатели *5*, потери в сети *6*

Типовые обобщенные статические характеристики нагрузок, полученные для характерного в отечественных ЭЭС состава нагрузки, показаны на рис. 1.24. Для удобства мощности, напряжение и частота даны в относительных единицах и приведены к номинальным значениям.

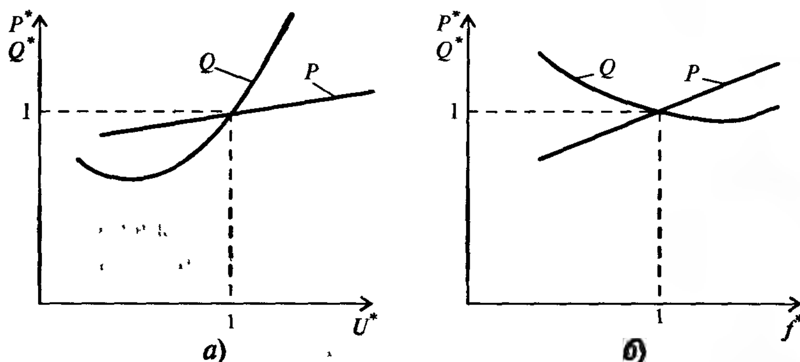


Рис. 1.24. Статические характеристики ЭЭС:
а — по напряжению; *б* — по частоте

Для типовых характеристик $a_U = 0{,}6$; $b_U = 2{,}3$ (для $U_{\text{ном}} = 6...10$ кВ), $b_U = 1{,}6$ (для $U_{\text{ном}} = 110$ кВ).

Таким образом, нагрузки в расчетах могут быть представлены своими статическими характеристиками. Обычно это делается

аппроксимирующим полиномом 2-й степени отдельно по U и f, например по U:

$$P(U) = P_0\left[a_0 + a_1\frac{U}{U_{\text{ном}}} + a_2\left(\frac{U}{U_{\text{ном}}}\right)^2\right],$$
$$Q(U) = Q_0\left[b_0 + b_1\frac{U}{U_{\text{ном}}} + b_2\left(\frac{U}{U_{\text{ном}}}\right)^2\right], \quad (1.52)$$

где P_0, Q_0, a_0, a_1, a_2, b_0, b_1, b_2 — коэффициенты, полученные путем подбора аппроксимирующего полинома, например методом наименьших квадратов.

Однако в расчетах не всегда требуется учет статических характеристик и во многих случаях используют постоянные значения мощностей нагрузок P и Q.

Иногда удобно представлять нагрузки не в виде мощностей, а в виде их схем замещения — сопротивлениями или проводимостями (рис. 1.25).

Так, при параллельном соединении элементов проводимости вычисляют по формулам

$$G = \frac{I_G}{U_\text{ф}} = \frac{\sqrt{3}I_G}{U} = \frac{P}{U^2},$$
$$B = \frac{I_B}{U_\text{ф}} = \frac{\sqrt{3}I_B}{U} = \frac{Q}{U^2}; \quad (1.53)$$

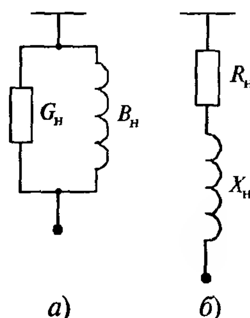


Рис. 1.25. Схемы замещения нагрузки

при последовательном соединении элементов — по формулам

$$\underline{Z} = \frac{U_\text{ф}}{\underline{I}} = \frac{U}{\sqrt{3}\underline{I}} = \frac{U\overset{*}{\underline{U}}}{\overset{*}{\underline{S}}} = \frac{U^2}{\overset{*}{\underline{S}}} = \frac{U^2}{S}\angle\varphi = \frac{U^2}{S}(\cos\varphi + j\sin\varphi),$$
$$R = \frac{U^2}{S}\cos\varphi, \quad X = \frac{U^2}{S}\sin\varphi. \quad (1.54)$$

Интересно заметить, что представление нагрузки в виде сопротивлений отвечает зависимости мощности от напряжения — это приближает моделирование нагрузки схемами замещения к статическим характеристикам по напряжению.

1.8. РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Нейтрали трансформаторов трехфазной сети могут быть либо заземлены непосредственно или через сопротивления, либо изолированы от земли. Нейтрали генераторов также заземляются или изолируются от земли. *Глухозаземленной нейтралью* называется нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству (совокупность заземлителя и заземляющих проводников). *Изолированной нейтралью* называют нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенную к заземляющему устройству.

Для управления взаимодействием с землей нейтрали в сетях среднего напряжения могут заземляться через настраиваемую индуктивность, которая во много раз больше суммарной индуктивности электрической сети. Такие сети называются сетями с *компенсированной нейтралью.*

При однофазном коротком замыкании на землю симметрия электрической системы нарушается: изменяются напряжения фаз относительно земли, появляются токи короткого замыкания, возникают перенапряжения в сетях. Степень изменения симметрии зависит от режима нейтрали, т.е. от способа ее заземления. Выбор режима нейтрали в электрических сетях напряжением до 1000 В определяется главным образом безопасностью обслуживания сетей, а в высоковольтных сетях, кроме того, бесперебойностью электроснабжения, надежностью работы и экономичностью электроустановок.

Электрические сети напряжением до 1000 В

Сети напряжением до 1000 В выполняются только с заземленной или изолированной нейтралью. Широкий класс сетей 380/220 В требует глухого заземления нейтрали (рис. 1.26).

Кроме того, во многих случаях корпуса электрооборудования, присоединенного к четырехпроводной сети, и другие части электроустановок должны иметь металлическую связь с заземленной нейтралью установки. Эта связь осуществляется через нулевой провод, прокладываемый на тех же опорах ВЛ, что и фазные провода. В этом случае замыкание на корпус любой фазы линии приведет к короткому замыканию с достаточно большим током, предохранитель поврежденной фазы перегорит и сеть будет продолжать работать в неполнофазном режиме. Напряжение по отношению к земле двух других фаз, оставшихся в работе, не превысит фазного напряжения.

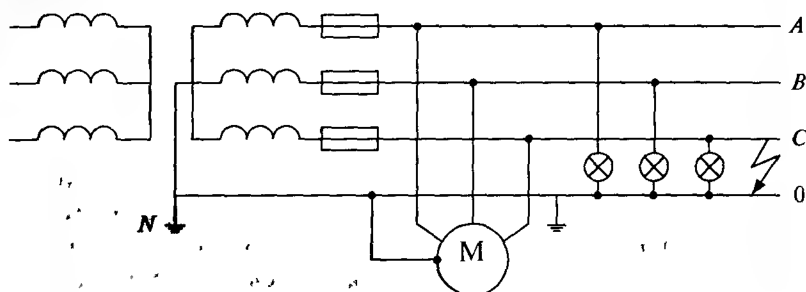


Рис 1 26. Схема сети 380/220 В с глухозаземленной нейтралью

В сетях с изолированной нейтралью (рис. 1.27) замыкание фазы на землю не вызывает короткого замыкания и не приводит к отключению поврежденной фазы. Сеть продолжает работать в полнофазном режиме, но при этом напряжения двух неповрежденных фаз по отношению к земле увеличиваются до линейных значений (рис. 1.28). Это создает опасность для персонала, и поэтому во всех электроустановках с изолированной нейтралью должны быть обеспечены контроль изоляции, быстрое обнаружение персоналом сети замыканий на землю и быстрая их ликвидация.

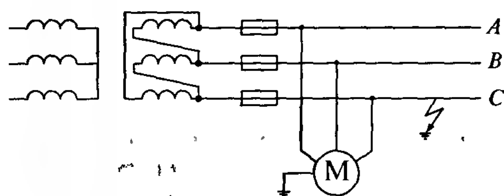


Рис 1 27 Сеть 660 В с изолированной нейтралью

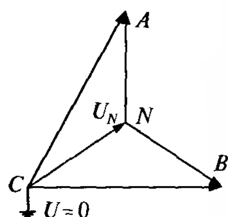


Рис. 1.28. Векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы на землю

Электрические сети напряжением свыше 1000 В

Электроустановки напряжением выше 1000 В, согласно ПУЭ, делятся на электроустановки с малыми токами замыкания на землю ($I_з \leqslant 500$ А), к которым относятся сети, работающие с изолированной или компенсированной нейтралью, и электроустановки с большими токами замыкания на землю ($I_з > 500$ А), работающие с глухозаземленной нейтралью.

Ток однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью определяется частичными емкостями фаз сети по отношению к земле и зависит от напряжения, конструкции

и протяженности сети. При замыкании на землю одной фазы, например фазы C (рис. 1.29), ее напряжение по отношению к земле будет равно нулю, а напряжения двух других фаз увеличатся в $\sqrt{3}$ раз и угол сдвига между векторами этих напряжений будет 60° (рис. 1.30). Емкостной ток поврежденной фазы будет равен нулю, а емкостные токи каждой неповрежденной фазы увеличатся пропорционально росту напряжений на емкости и соответственно будут равны $\sqrt{3}\,I_{CA}$ и $\sqrt{3}\,I_{CB}$. Суммарный ток через емкости неповрежденных фаз $3I_C$, равный геометрической сумме токов этих фаз, будет проходить через место замыкания фазы C на землю, замыкаясь через источник питания сети.

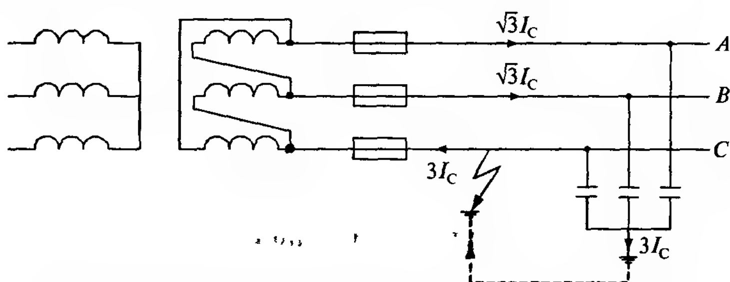


Рис. 1.29. Схема сети 35 кВ с изолированной нейтралью

При неметаллическом замыкании на землю в месте замыкания возникает перемежающаяся дуга, которая сопровождается повторными гашениями и зажиганиями. Между емкостью и индуктивностью сети в этом случае появляются свободные электромагнитные колебания высокой частоты, вследствие чего в сети возникают перенапряжения. Амплитуда дуговых перенапряжений в сетях 6...35 кВ, согласно многократно проведенным исследованиям, при отсутствии феррорезонансных явлений может достигать значений $3{,}2U_ф$ на неповрежденных фазах и $2.2U_ф$ — на поврежденной.

Кратковременные дуговые перенапряжения такой величины не опасны для нормальной работы изоляции оборудования. Однако длительное воздействие перенапряжений на изоляцию (например, КЛ) может привести к ионизации и ее тепловому пробою в любой точке сети. Кроме того, наличие значительного тока в дуге развитых кабельных сетей приводит к переходу однофазных замыканий в двух- и трехфазные короткие замыкания и отключению электроприемников.

Предельные значения емкостного тока замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью, при которых еще обеспечивается самопогасание дуги, в месте замыкания составляют 10 А для

ВЛ 35 кВ и от 10 до 30 А для КЛ в зависимости от номинального напряжения. Такие токи соответствуют электрическим сетям с суммарной протяженностью электрически связанных ВЛ и КЛ свыше 100 км. Эти сети должны работать с компенсированной нейтралью. Компенсация осуществляется включением в нейтральную точку трехфазной сети настраиваемого индуктивного сопротивления — дугогасящей катушки (реактора).

На рис. 1.31 показана схема простейшей сети с компенсированной нейтралью. При замыкании в такой сети одной фазы на землю напряжение двух неповрежденных фаз по отношению к земле, как и в сети с изолированной нейтралью, увеличится в $\sqrt{3}$ раз, а напряжение нейтрали будет равно фазному напряжению (рис. 1.30). Под действием этого напряжения через дугогасящую катушку пойдет ток. Сопротивление катушки подбирают таким образом, чтобы индуктивный ток I_L, проходящий через катушку, был по величине равен суммарному емкостному току $3I_C$, проходящему через фазные емкости сети. В этом случае ток в месте замыкания фазы на землю, представляющий собой геометрическую сумму этих двух токов, будет равен нулю (см. рис. 1.31) и, следовательно, возникшая дуга погаснет. Такая настройка катушки с полной компенсацией емкостного тока называется *резонансной*.

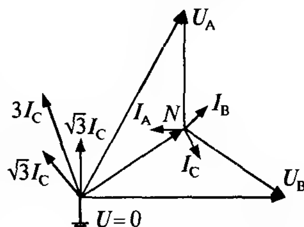


Рис. 1.30. Векторная диаграмма для сети 35 кВ

В сетях 110...220 кВ однофазные замыкания на землю составляют свыше 75...85% всех повреждений, а в сетях более высокого напряжения повреждения междуфазной изоляции вообще очень редки.

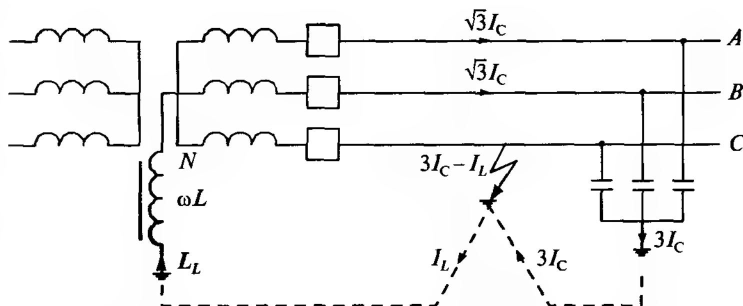


Рис. 1.31. Сеть 35 кВ с компенсированной нейтралью

При коротких замыканиях на землю в таких сетях в месте повреждения возникает дуга с большим током, которая гаснет из-за отключения ЛЭП. В переходном режиме и при коммутациях в сети возникают внутренние перенапряжения кратностью $U_{вн}/U_ф$. Внутренние перенапряжения оказывают определяющее влияние на выбор изоляции, поэтому необходимо принимать возможные меры для их снижения.

Для снижения внутренних перенапряжений нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов в высоковольтных сетях заземляют наглухо. В сетях 110...220 кВ заземляют такое количество нейтралей, которое обеспечивает их эффективное заземление.

Электрической сетью с эффективно заземленной нейтралью называется трехфазная электрическая сеть напряжением свыше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4.

Коэффициентом замыкания на землю в трехфазной электрической сети называется отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания одной или двух других фаз к разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в этой точке до замыкания.

В сетях 330 кВ и выше применяют глухое заземление всех трансформаторов и автотрансформаторов.

Вопросы для самопроверки

1. Какие провода имеют преимущественное применение на ВЛ электропередачи?
2. Из каких материалов изготавливаются опоры ВЛ электропередачи?
3. Какие внешние воздействия испытывают провода и опоры ВЛ электропередачи?
4. Какие негативные явления возникают в проводах ВЛ под действием ветра?
5. Каким образом выполняется защита ВЛ от прямых попаданий молнии в провода?
6. Какие преимущества и недостатки имеют кабельные линии по сравнению с воздушными?
7. Какие факторы влияют на величину активного сопротивления линии электропередачи?
8. От чего зависит индуктивное сопротивление линии электропередачи?
9. Для чего на ВЛ применяют транспозицию проводов?
10. Какое явление, возникающее на ВЛ электропередачи, вызывает дополнительные потери активной мощности?
11. Как получаются коэффициенты четырехполюсника для линии электропередачи?
12. Какая схема замещения применяется для моделирования линии электропередачи?

13. Из какого допущения можно исходить с целью получения упрощенных выражений для расчета параметров схемы замещения линии электропередачи?
14. В каких случаях возможно применение более простых схем замещения линии электропередачи?
15. Какие схемы замещения применяются для моделирования трансформаторов?
16. Какие данные необходимы для вычисления активного сопротивления схемы замещения трансформатора?
17. Из какого допущения исходят при выводе формулы для реактивного сопротивления схемы замещения трансформатора?
18. От чего зависят потери холостого хода трансформатора?
19. Как получаются напряжения короткого замыкания каждой обмотки в отдельности для схемы замещения трехобмоточного трансформатора?
20. В чем принципиальное различие автотрансформатора и обычного трансформатора?
21. Что такое типовая мощность автотрансформатора?
22. На какую мощность рассчитывается обмотка низкого напряжения автотрансформатора?
23. С какой целью в электрических сетях устанавливают трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения?
24. Где применяются П-образные схемы замещения трансформаторов?
25. В чем принципиальное различие П-образных схем замещения линии электропередачи и трансформатора?
26. Как моделируются трехобмоточные трансформаторы в виде П-образных схем замещения?
27. Что собой представляет график электрической нагрузки?
28. Что такое график нагрузки по продолжительности?
29. Как вычисляется показатель плотности графика нагрузки?
30. Дайте определение понятия «число часов использования максимальной нагрузки».
31. Каким образом получают графики нагрузки на практике?
32. Что собой представляют статические характеристики нагрузки?
33. Что такое регулирующие эффекты нагрузки?
34. Какие схемы замещения существуют для моделирования нагрузки?
35. Какие виды взаимодействия с землей существуют для нейтралей трехфазных электрических сетей?
36. Что происходит в электрической сети с напряжением до 1000 В и глухозаземленной нейтралью при однофазном коротком замыкании?
37. Какую опасность для людей представляют сети с напряжением до 1000 В и изолированной нейтралью при замыкании одной фазы на землю?
38. В каких случаях в сетях с напряжением свыше 1000 В выполняют глухое заземление нейтрали?
39. В каких случаях электрические сети должны работать с компенсированной нейтралью?
40. Что такое сеть с эффективно заземленной нейтралью?



ГЛАВА 2

МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПРОСТЕЙШИХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

2.1. ВЕКТОРНАЯ ДИАГРАММА ЛЭП

Рассмотрим соотношения между токами и напряжениями в ЛЭП, представленной П-образной схемой замещения (рис. 2.1), в которой не учитываются активные поперечные проводимости. Здесь и в дальнейшем рассматриваются симметричные режимы работы электрических сетей, поэтому для простоты изображается схема замещения только одной фазы трехфазной сети. На схеме обозначены комплексные действующие значения токов и напряжения по концам линии и в элементах схемы замещения: $\underline{I}_Z$ — ток в продольном сопротивлении линии $\underline{Z} = R + jX$; $\underline{I}_{C1}$, $\underline{I}_{C2}$ — токи в поперечных емкостных проводимостях; эти токи называют зарядными токами в конце и в начале схемы замещения линии.

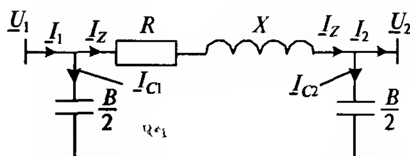


Рис. 2 1. Схема замещения ЛЭП

Направления токов, показанные на рис. 2.1, являются условными, так как, во-первых, синусоидальные переменные токи фаз меняются по величине и направлению и, во-вторых, это действующие значения, изображаемые в виде векторов на комплексной плоскости, которые в общем случае могут иметь различные направления (расположения). Условимся связывать указываемые на схеме направления токов с направлением потока активной мощности (потока энергии), тогда при совмещении напряжения в точке, через которую протекает ток, с действительной осью, имеем:

- для индуктивного характера потока мощности

$$\underline{I} = \frac{P - jQ_L}{\sqrt{3}U} = \frac{P}{\sqrt{3}U} - j\frac{Q_L}{\sqrt{3}U} = I' - jI''; \qquad (2.1)$$

• для емкостного характера

$$\underline{I} = \frac{P + jQ_C}{\sqrt{3}U} = \frac{P}{\sqrt{3}U} + j\frac{Q_C}{\sqrt{3}U} = I' + jI'', \quad (2.2)$$

где вектор $I' = \frac{P}{\sqrt{3}U}$ всегда будет направлен по вещественной оси в положительном направлении, а вектор на мнимой оси $-jI''$ или jI'' определяет отставание вектора тока $\underline{I}$ от напряжения $\underline{U}$ при индуктивном и опережение при емкостном характере мощности.

По первому закону Кирхгофа имеем следующие соотношения для токов в схеме замещения:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_Z + \underline{I}_{C1} \text{ и } \underline{I}_Z = \underline{I}_2 + \underline{I}_{C2}. \quad (2.3)$$

Второй закон Кирхгофа дает

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \Delta\underline{U}, \quad (2.4)$$

где $\Delta\underline{U}$ — падение напряжения на продольном сопротивлении $\underline{Z}$:

$$\Delta\underline{U} = \sqrt{3}\,\underline{Z}\underline{I}_Z = \sqrt{3}\,\underline{Z}(\underline{I}_2 + \underline{I}_{C2}). \quad (2.5)$$

Зарядные токи определяются по формулам

$$\underline{I}_{C1} = j\frac{B}{2}\frac{\underline{U}_1}{\sqrt{3}} \text{ и } \underline{I}_{C2} = j\frac{B}{2}\frac{\underline{U}_2}{\sqrt{3}}. \quad (2.6)$$

Подставляя выражения (2.5) в (2.4) и (2.6) в (2.3), имеем

$$U_1 = U_2 + \sqrt{3}\,\underline{Z}\left(\underline{I}_2 + j\frac{B}{2\sqrt{3}}\underline{U}_2\right),$$
$$\underline{I}_1 = \underline{I}_{C1} + \underline{I}_{C2} + \underline{I}_2 = j\frac{B}{\sqrt{3}}\underline{U}_1 + j\frac{B}{\sqrt{3}}\underline{U}_2 + \underline{I}_2 \quad (2.7)$$

и после подстановки $\underline{U}_1$ в выражение для $\underline{I}_1$ и некоторых преобразований получаем

$$U_1 = \left(1 + j\frac{B}{2}Z\right)U_2 + \sqrt{3}\,\underline{Z}\underline{I}_2,$$
$$\underline{I}_1 = j\frac{B}{2\sqrt{3}}\left(2 + j\frac{B}{2}\underline{Z}\right)\underline{U}_2 + \left(1 + j\frac{B}{2}\underline{Z}\right)\underline{I}_2. \quad (2.8)$$

Указанные линейные соотношения являются уравнениями четырехполюсника и позволяют вычислить напряжение и ток в начале ЛЭП по известным напряжению и току в конце ЛЭП. Любое другое парное сочетание известных параметров режима линии $\{\underline{U}_1, \underline{I}_1\}$, $\{\underline{U}_1, \underline{I}_2\}$, $\{\underline{U}_2, \underline{I}_1\}$ требует решения линейных уравнений (2.8) относительно двух других неизвестных параметров.

Построим векторную диаграмму ЛЭП при известных напряжении и токе в конце линии.

Для индуктивного характера нагрузки в конце ЛЭП имеем ток, отстающий на угол φ_2:

$$\underline{I}_2 = \frac{\overset{*}{\underline{S}}_2}{\sqrt{3}U_2} = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3}U_2} = I_2' - jI_2'', \quad \varphi_2 = \operatorname{arctg}(Q_2/P_2). \tag{2.9}$$

Здесь $\underline{U}_2$ совмещено с действительной осью комплексной системы координат $\underline{U}_2 = U_2$.

Порядок (алгоритм) построения векторной диаграммы следующий.

1. Откладываем по вещественной оси вектор $\underline{U}_2$ и отстающий от него на угол φ_2 вектор $\underline{I}_2$ (рис. 2.2).

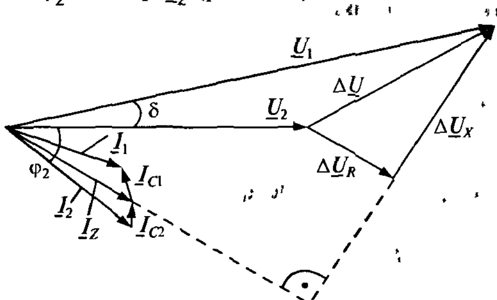


Рис. 2.2. Векторная диаграмма ЛЭП

2. Строим вектор тока в линии $\underline{I}_Z$ как сумму векторов $\underline{I}_2$ и $\underline{I}_{C2}$. Ток $\underline{I}_{C2}$ опережает $\underline{U}_2$ на 90°.

3. Строим вектор напряжения $\underline{U}_1$ как сумму векторов $\underline{U}_2$ и $\Delta\underline{U} = \Delta\underline{U}_R + j\Delta\underline{U}_X$, причем вектор падения напряжения на активном сопротивлении $\Delta\underline{U}_R$ совпадает по фазе с током $\underline{I}_Z$, а вектор падения напряжения на индуктивном сопротивлении $\Delta\underline{U}_X$ опережает ток $\underline{I}_Z$ на 90°. Угол между векторами напряжений $\underline{U}_1$ и $\underline{U}_2$ обозначается буквой δ.

4. Строим вектор тока в начале линии $\underline{I}_1$ как сумму векторов тока в линии $\underline{I}_Z$ и $\underline{I}_{C1}$, который опережает $\underline{U}_1$ на 90°.

Из анализа построенной векторной диаграммы можно сделать следующий вывод: при передаче мощности по ЛЭП и индуктивном характере нагрузки вектор напряжения источника о п е р е ж а е т вектор напряжения приемника на угол δ и величина вектора напряжения источника оказывается б о л ь ш е величины вектора напряжения приемника.

2.2. БАЛАНС МОЩНОСТЕЙ В ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Из закона сохранения энергии следует, что для любой электрической цепи соблюдается баланс активных мощностей: активная мощность всех источников равна активной мощности, потребляемой всеми элементами цепи и приемниками. То же самое справедливо и для реактивных мощностей: сумма отдаваемых реактивных мощностей равна сумме потребляемых реактивных мощностей. Можно также записать баланс для комплексных мощностей: сумма комплексных мощностей, потребляемых всеми ветвями цепи с учетом источников и приемников, равна нулю.

В ЛЭП имеются источник — мощность, отдаваемая энергосистемой в линию, приемник — мощность, отдаваемая линией в энергосистему, и три ветви: одна с активно-индуктивным сопротивлением и две с емкостями. Запишем баланс мощностей для ЛЭП (рис. 2.3):

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2 + \Delta\underline{S} + \underline{Q}_{C1} + \underline{Q}_{C2}, \qquad (2.10)$$

где $\underline{S}_1$ — мощность в начале линии (источника); $\underline{S}_2$ — мощность в конце линии (приемника); $\Delta\underline{S}$ — потери мощности в продольном сопротивлении линии; $\underline{Q}_{C1}$ и $\underline{Q}_{C2}$ — мощности в поперечных элементах — емкостных проводимостях схемы замещения ЛЭП (их называют зарядными мощностями в конце и начале линии).

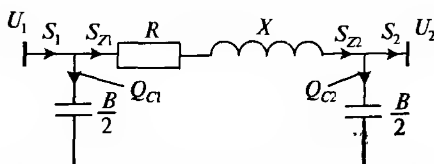


Рис. 2.3 Мощности в схеме замещения ЛЭП

Мощность в начале линии $\underline{S}_1$ часто отождествляют с мощностью пункта питания $\underline{S}_{пп}$, к которому присоединена линия, но это справедливо лишь в том случае, когда к этому пункту питания больше не присоединены никакие другие линии или электроприемники.

Мощность в конце линии $\underline{S}_2$ будет равна мощности нагрузки $\underline{S}_н$, которая имеется на шинах в конце линии, но только в том случае, если к этим шинам не присоединены какие-либо другие элементы сети (линии, трансформаторы и пр.). В некоторых случаях нагрузкой в конце линии считается суммарная мощность всех ветвей, по которым идет отдача мощности на линии.

Потери мощности в продольном сопротивлении линии в схеме замещения определяются через ток $\underline{I}_Z$ (см. рис. 2.1):

$$\Delta\underline{S} = 3I_Z^2\underline{Z}. \tag{2.11}$$

Ток $\underline{I}_Z$ может быть получен через мощность и напряжение как в конце, так и в начале сопротивления $\underline{Z}$:

$$\underline{I}_Z = \frac{\overset{*}{\underline{S}}_{Z1}}{\sqrt{3}\overset{*}{\underline{U}}_1} = \frac{\overset{*}{\underline{S}}_{Z2}}{\sqrt{3}\overset{*}{\underline{U}}_2}. \tag{2.12}$$

При подстановке (2.12) в (2.11) получается формула для расчета потерь мощности через потоки мощности в линии:

$$\Delta\underline{S} = \frac{S_{Z1}^2}{U_1^2}\underline{Z} = \frac{S_{Z2}^2}{U_2^2}\underline{Z}. \tag{2.13}$$

Раздельно потери активной и реактивной мощности, вычисляемые по данным в начале и конце сопротивления с учетом того, что $S^2 = P^2 + Q^2$ и $\underline{Z} = R + jX$, определяются по формулам

$$\Delta P = \frac{P_{Z1}^2 + Q_{Z1}^2}{U_1^2}R \quad \text{и} \quad \Delta Q = \frac{P_{Z1}^2 + Q_{Z1}^2}{U_1^2}X, \tag{2.14}$$

$$\Delta P = \frac{P_{Z2}^2 + Q_{Z2}^2}{U_2^2}R \quad \text{и} \quad \Delta Q = \frac{P_{Z2}^2 + Q_{Z2}^2}{U_2^2}X. \tag{2.15}$$

Мощности в емкостных проводимостях (поперечных ветвях схемы замещения) определяются по формулам:

$$\underline{Q}_{C1} = \sqrt{3}\underline{U}_1\overset{*}{\underline{I}}_{C1}; \quad \underline{Q}_{C2} = \sqrt{3}\underline{U}_2\overset{*}{\underline{I}}_{C2}. \tag{2.16}$$

Зарядные токи в (2.16) рассчитываются через напряжения на емкостных элементах схемы замещения:

$$\underline{I}_{C1} = j\frac{B}{2\sqrt{3}}\underline{U}_1; \quad \underline{I}_{C2} = j\frac{B}{2\sqrt{3}}\underline{U}_2. \tag{2.17}$$

Подстановка (2.17) в (2.16) дает выражение для зарядных мощностей в начале и конце схемы замещения ЛЭП:

$$\underline{Q}_{C2} = -j\frac{B}{2}U_1^2; \quad \underline{Q}_{C2} = -j\frac{B}{2}U_2^2. \tag{2.18}$$

Знак минус в (2.18) говорит о том, что в комплексной системе координат векторы зарядных мощностей ориентированы в отрицательном направлении на мнимой оси.

Важно понимать, что знаки в комплексных величинах мощностей определяются также указанными направлениями потоков мощности на электрической схеме. Исходя из того, что положительным принято направление потока мощности к нагрузке, с учетом указанных на схеме рис. 2.3 потоков мощностей векторы

потоков реактивной мощности будут положительными (направлены по положительной мнимой полуоси), если реактивная мощность имеет индуктивный характер, и отрицательными (направлены по отрицательной полуоси), если она имеет емкостной характер. Поэтому в отношении зарядных мощностей в начале и конце схемы замещения ЛЭП говорят, что это реактивные мощности генерации и что линия наряду с потерями также генерирует реактивную мощность.

Сумму Q_{C1} и Q_{C2} называют *зарядной мощностью линии.* Потери реактивной мощности ΔQ и зарядная мощность $Q_C = Q_{C1} + Q_{C2}$ линии соизмеримы между собой и при определенных условиях могут быть равны друг другу.

2.3. РАСЧЕТ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Рассчитать линию электропередачи — это значит рассчитать параметры ее режима: напряжения, токи и мощности. Такой расчет принято называть *расчетом потокораспределения.* Расчеты удобно производить по мощности нагрузки, т.е. не вычисляя, если это специально не требуется, токи в ветвях схемы. Падение напряжения в сопротивлении $\underline{Z}$ также можно вычислять через мощность на одном из его концов:

$$\Delta\underline{U} = \sqrt{3}\,\underline{I}\underline{Z} = \frac{\overset{*}{\underline{S}}_{Z1}}{\overset{*}{\underline{U}}_1}\underline{Z} = \frac{\overset{*}{\underline{S}}_{Z2}}{\overset{*}{\underline{U}}_2}\underline{Z}. \qquad (2.19)$$

Если совместить напряжение в знаменателе с вещественной осью, то после перемножения комплексных двучленов в числителе $(P-jQ)$ и $(R+jX)$ будем иметь следующие две формулы для вычисления падения напряжения:

$$\Delta\underline{U} = \frac{P_{Z1}R + Q_{Z1}X}{U_1} + j\frac{P_{Z1}X - Q_{Z1}R}{U_1},$$
$$\Delta\underline{U} = \frac{P_{Z2}R + Q_{Z2}X}{U_2} + j\frac{P_{Z2}X - Q_{Z2}R}{U_2}. \qquad (2.20)$$

Пусть даны напряжение и мощность в конце линии ($\underline{U}_2$ и $\underline{S}_2$) (рис. 2.3). Требуется определить напряжение и мощность в начале линии ($\underline{U}_1$ и $\underline{S}_1$).

Для удобства расчета совместим $\underline{U}_2$ с действительной осью $\underline{U}_2 = U_2$. Чтобы определить $\underline{S}_1$, воспользуемся формулой баланса мощностей (2.10). Назовем последовательность вычислений составляющих баланса мощностей алгоритмом 1. Он состоит в следующем:

1) вычислим зарядную мощность в конце схемы замещения ЛЭП Q_{C2}, (см. формулу (2.18)):

$$Q_{C2} = \frac{B}{2} U_2^2; \tag{2.21}$$

2) найдем мощность в конце ветви сопротивления $\underline{Z}$:

$$\underline{S}_{Z_2} = \underline{S}_2 - j\underline{Q}_{C2}; \tag{2.22}$$

3) вычислим потери мощности в сопротивлении $\underline{Z}$ (см. (2.15)):

$$\Delta \underline{S} = \frac{S_{Z2}^2}{U_2^2} \underline{Z}; \tag{2.23}$$

4) найдем мощность в начале ветви сопротивления $\underline{Z}$:

$$\underline{S}_{Z1} = \underline{S}_{Z2} + \Delta \underline{S}; \tag{2.24}$$

5) вычислим падение напряжения на сопротивлении $\underline{Z}$:

$$\Delta \underline{U} = \frac{\overset{*}{\underline{S}}_{Z2}}{\overset{*}{\underline{U}}_2} \underline{Z}; \tag{2.25}$$

6) найдем напряжение в начале линии:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \Delta \underline{U}; \tag{2.26}$$

7) вычислим зарядную мощность в начале схемы замещения ЛЭП:

$$Q_{C1} = \frac{B}{2} U_1^2; \tag{2.27}$$

8) найдем мощность в начале линии:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{Z1} - jQ_{C1}. \tag{2.28}$$

Расчет выполняется в направлении движения по схеме замещения от конца к началу. Более компактно этот алгоритм можно записать в виде списка величин в последовательности, в которой они вычисляются: $\{Q_{C2}, \underline{S}_{Z2}, \Delta\underline{S}, \underline{S}_{Z1}, \Delta\underline{U}, \underline{U}_1, Q_{C1}, \underline{S}_1\}$.

Пример 1. Дана двухцепная линия длиною 120 км, выполненная проводом марки АС-240, с номинальным напряжением 220 кВ. Мощность в конце линии $140 + j80$ МВ·А, напряжение в конце линии 210 кВ. Расчет приведен в системе Mathcad.

Параметры линии (сопротивления в омах, проводимости в сименсах)

$r_0 := 0.121 \quad x_0 := 0.435 \quad b_0 := 2.6 \cdot 10^{-6} \quad l := 120$

$R := \frac{r_0 \cdot l}{2} \quad X := \frac{x_0 \cdot l}{2} \quad B := 2 \cdot b_0 \, l \quad R = 7.26 \quad X = 26.1 \quad B = 6.24 \times 10^{-4}$

Заданные параметры режима (мощности в мегаваттах и мегаварах, напряжения в киловольтах)

$P_2 := 140 \quad Q_2 := 80 \quad U_2 := 210 \quad S_2 := P_2 + j \cdot Q_2$

Расчет

1. $Q_{C2} := \frac{B}{2} U_2^2$ $\qquad Q_{C2} = 13.759$
2. $S_{Z2} := S_2 - j \cdot Q_{C2}$ $\qquad S_{Z2} = 140 + 66.241j$
3. $\Delta S := \frac{(|S_{Z2}|)^2}{U_2^2} \cdot (R + j \cdot X)$ $\qquad \Delta S = 3.949 + 14.197j$
4. $S_{Z1} := S_{Z2} + \Delta S$ $\qquad S_{Z1} = 143.949 + 80.438j$
5. $\Delta U := \frac{\overline{S_{Z2}}}{U_2}(R + j \cdot X)$ $\qquad \Delta U = 13.073 + 15.11j$
6. $U_1 := U_2 + \Delta U$ $\qquad U_1 = 223.073 + 15.11j \quad |U_1| = 223.584$
7. $Q_{C1} := \frac{B}{2} \cdot (|U_1|)^2$ $\qquad Q_{C1} = 15.597$
8. $S_1 := S_{Z2} + \Delta S - j \cdot Q_{C1}$ $\qquad S_1 = 143.949 + 64.841j$

Пусть теперь известна мощность в конце линии, а напряжение — в начале ($\underline{U}_1$ и $\underline{S}_2$). Такая ситуация чаще всего встречается в практике, ибо, как правило, задаются нагрузки сети и напряжение на шинах пункта питания.

В этом случае рассчитать линию по алгоритму, подобному приведенному выше, не удается. Единственное, что возможно сразу вычислить, — это зарядную мощность в начале схемы замещения ЛЭП (п. 7 Алгоритма 1), так как напряжение $\underline{U}_1$ на емкости в начале схемы известно. Зададимся приближенным значением напряжения $\underline{U}_2$, например $\underline{U}_2 = U_{ном}$, тогда можно вычислить все потоки мощности в ветвях схемы замещения ЛЭП по алгоритму: $\{Q_{C2}, \underline{S}_{Z2}, \Delta\underline{S}, \underline{S}_{Z1}, Q_{C1}, \underline{S}_1\}$. После этого определяются падение напряжения $\Delta\underline{U}$ и напряжение $\underline{U}_2$:

$$\Delta\underline{U} = \frac{\overset{*}{\underline{S}}_{Z1}}{U_1}\underline{Z}, \quad \underline{U}_2 = U_1 - \Delta\underline{U}. \qquad (2.29)$$

Здесь U_1 совмещено с действительной осью.

Такой расчет является приближенным (оценочным) и носит название «метод в два этапа»: этап 1 — расчет потокораспределения мощностей $\{Q_{C2}, \underline{S}_{Z2}, \Delta\underline{S}, \underline{S}_{Z1}, Q_{C1}, \underline{S}_1\}$, и этап 2 — расчет режима напряжений $\{\Delta\underline{U}, \underline{U}_2\}$.

Пример 2. Рассчитать ЛЭП из примера 1 при известном напряжении в начале линии $U_1 = 223{,}584$ кВ (намеренно взято напряжение, полученное в примере 1):

Заданные параметры режима:

$P_2 := 140 \qquad Q_2 := 80 \qquad U_1 := 223.584 \qquad S_2 := P_2 + j \cdot Q_2$

$U_2 := 220$

Этап 1. Расчет потокораспределения:

1. $Q_{C2} := \frac{B}{2} \cdot U_2^2$ $\qquad Q_{C2} = 15.101$

2. $S_{Z2} := S_2 - j\ Q_{C2}$ $\qquad S_{Z2} = 140 + 64.899j$

3. $\Delta S := \frac{(|S_{Z2}|)^2}{U_2^2} \cdot (R + j \cdot X)$ $\qquad \Delta S = 3.572 + 12.841j$

4. $S_{Z1} := S_{Z2} + \Delta S$ $\qquad S_{Z1} = 143.572 + 77.74j$

5. $Q_{C1} := \frac{B}{2} \cdot (|U_1|)^2$ $\qquad Q_{C1} = 15.597$

6. $S_1 := S_{Z2} + \Delta S - j \cdot Q_{C1}$ $\qquad S_1 = 142.572 + 62.143j$

Этап 2. Расчет режима напряжений:

7. $\Delta U := \frac{\overline{S_{Z1}}}{U_1}\ (R + j\ X)$ $\qquad \Delta U = 13.737 + 14.236j$

8. $U_2 := U_1 - \Delta U$ $\qquad U_2 = 209.847 = 14.236j \qquad |U_2| = 210.329$

Абсолютная ошибка составляет 0,329 кВ, или 0,14%.

Другой более точный метод состоит в решении уравнения, которое можно получить из (2.8), подставив в уравнение для $\underline{U}_1$ выражение тока $\underline{I}_2$ через мощность $\underline{S}_2$ и напряжение $\underline{U}_2$. В результате будем иметь

$$\underline{U}_1 = \left(1 + j\frac{B}{2}\underline{Z}\right)\underline{U}_2 + \underline{Z}\frac{\overset{*}{\underline{S}}_2}{\overset{*}{\underline{U}}_2}. \qquad (2.30)$$

В этом уравнении одно неизвестное — $\underline{U}_2$. Решение приведем в системе Mathcad.

Пример 3. Рассчитать напряжение $\underline{U}_2$ в линии из примера 1 путем решения уравнения (2.30).

Начальное приближение (в комплексном виде)

$U_2 := 220 - j \cdot 10$

Given $\qquad$ Решающий блок Mathcad

$U_1 = \left[1 + j \cdot \frac{B}{2} \cdot (R + j\ X)\right]\ U_2 + (R + j \cdot X) \cdot \frac{\overline{S_2}}{\overline{U_2}}$

$U_2 := \text{Find}(U_2)$ $\qquad U_2 = 209.52 - 14.192j \qquad |U_2| = 210$

2.4. АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЛЭП С ПОМОЩЬЮ ВЕКТОРНЫХ ДИАГРАММ

Выполним анализ некоторых режимов ЛЭП, используя для этого их схему замещения (см. рис. 2.1).

Режим холостого хода

При холостом ходе ЛЭП мощность в конце линии равна нулю. Ток в конце линии также равен нулю ($\underline{I}_2 = 0$).

Ток по элементам схемы замещения R и $X - \underline{I}_Z$

$$\underline{I}_Z = \underline{I}_2 + \underline{I}_{C2} = \underline{I}_{C2}. \tag{2.31}$$

и ток в начале линии

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_Z + \underline{I}_{C1} = \underline{I}_{C1} + \underline{I}_{C2} = \underline{I}_C, \tag{2.32}$$

т.е. равен зарядному току линии.

Падение напряжения в линии

$$\Delta\underline{U} = \sqrt{3}\underline{I}_Z\underline{Z} = \sqrt{3}\underline{I}_{C2}\underline{Z} = \sqrt{3}\underline{I}_{C2}(R + jX) \tag{2.33}$$

и напряжение в конце линии

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \Delta\underline{U} = \underline{U}_1 - \sqrt{3}\underline{I}_{C2}(R + jX). \tag{2.34}$$

В свою очередь зарядный ток в конце линии

$$\underline{I}_{C2} = j\frac{B}{2\sqrt{3}}\underline{U}_2$$

и

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \sqrt{3}j\,\frac{B}{2\sqrt{3}}\,\underline{U}_2(R + jX) = \underline{U}_1 - j\frac{B}{2}\,\underline{U}_2(R + jX), \tag{2.35}$$

откуда

$$\underline{U}_2 = \frac{\underline{U}_1}{1 + j\frac{B}{2}(R + jX)} = \frac{\underline{U}_1}{\left(1 - \frac{BX}{2}\right) + j\frac{BR}{2}}. \tag{2.36}$$

Если совместить напряжение в начале линии с действительной осью $\underline{U}_1 = U_1$, то при условии, что $X > R$, можно получить соотношение модулей напряжений по концам линии:

$$U_2 = \frac{U_1}{\sqrt{\left[1 - (BX)/2\right]^2 + (BR/2)^2}} \approx \frac{U_1}{\left[1 - (BX)/2\right]} = \frac{U_1}{\left[1 - \left(b_0 x_0 l^2\right)/2\right]}, \tag{2.37}$$

из которого следует, что чем длиннее линия, тем больше напряжение в конце линии относительно напряжения в ее начале.

Векторную диаграмму режима холостого хода ЛЭП проще построить, если совместить с вещественной осью напряжение в конце линии $\underline{U}_2 = U_2$ (рис. 2.4). Для этого выполним следующие операции:

1. Отложим вектор $\underline{U}_2$ в положительном направлении вещественной оси.

2. Отложим вектор тока $\underline{I}_Z$ в положительном направлении мнимой оси (ток $\underline{I}_Z = \underline{I}_{C2}$ и является чисто емкостным, поэтому опережает напряжение на емкости в конце схемы замещения ЛЭП на 90°).

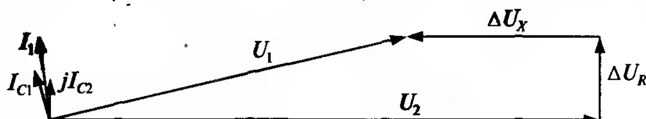


Рис. 2.4. Векторная диаграмма режима холостого хода ЛЭП

3. Построим вектор напряжения $\underline{U}_1$ как сумму векторов $\underline{U}_2$ и $\Delta\underline{U} = \Delta\underline{U}_R + j\Delta\underline{U}_X$. Вектор падения напряжения на активном сопротивлении $\Delta\underline{U}_R = j\Delta U_R$ совпадает по направлению с током $\underline{I}_Z$, а вектор падения напряжения на индуктивном сопротивлении $\Delta\underline{U}_X = -\Delta U_X$ опережает ток $\underline{I}_Z$ на 90°. В результате оказывается, что $\Delta\underline{U}_R$ направлен вертикально вверх, а $\Delta\underline{U}_X$ расположен горизонтально и имеет отрицательное направление.

Вектор $\underline{I}_{C1}$ опережает напряжение $\underline{U}_1$ на 90°. Вектор тока в начале линии $\underline{I}_1$ есть сумма векторов токов $\underline{I}_Z$ и $\underline{I}_{C1}$.

Из векторной диаграммы режима холостого хода ЛЭП также видно, что величина напряжения в конце линии больше, чем в начале. При этом, если считать, что напряжение в начале линии поддерживается близким по значению к номинальному напряжению, то при больших длинах ЛЭП напряжение в конце может превышать номинальное напряжение довольно значительно. Это может привести к нарушению нормальной работы ЛЭП, например к пробою изоляции, и, как следствие, к отключению ЛЭП.

Режим вариации реактивной мощности

Пусть активная мощность в конце линии является постоянной величиной, а реактивная мощность изменяется ($P_2 = \text{const}$, $Q_2 = \text{var}$). Примем, что в нагрузку конца линии входит зарядная мощность в ее конце. Запишем $\Delta\underline{U}$ в следующем виде:

$$\Delta\underline{U} = \frac{P_2R + Q_2X}{U_2} + j\frac{P_2X - Q_2R}{U_2} = \frac{P_2}{U_2}(R + jX) + \frac{Q_2}{U_2}(X - jR). \quad (2.38)$$

Здесь первое слагаемое зависит только от P_2, а второе — от Q_2.

Вначале построим векторную диаграмму для случая, когда $Q_2 = 0$. По-прежнему напряжение в конце линии совместим с вещественной осью координат. Векторная диаграмма для такого случая

строится аналогично предыдущим диаграммам и изображена на рис. 2.5.

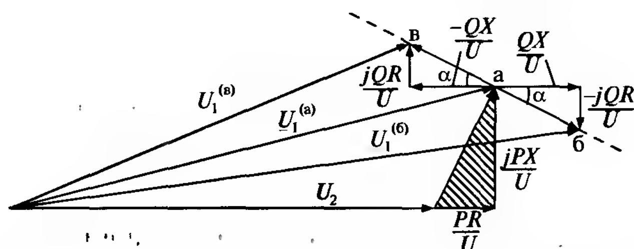


Рис. 2.5. Векторная диаграмма ЛЭП при $P_2 = \text{const}$ и $Q_2 = \text{var}$

На диаграмме получился треугольник падения напряжения (заштрихован) от передачи активной мощности по сопротивлению линии, один катет которого лежит на вещественной оси и по величине равен модулю вектора падения напряжения на активном сопротивлении, а другой катет расположен вертикально и равен по величине модулю вектора падения напряжения на индуктивном сопротивлении линии.

Теперь построим векторные диаграммы для случаев, когда $Q_2 \neq 0$, и выполним это на одном рисунке. Значения реактивных мощностей выберем индуктивного и емкостного характера. На рис. 2.5 представлены все три случая: а) $\underline{Q}_2 = 0$, б) $\underline{Q}_2 = jQ_2$, в) $\underline{Q}_2 = -jQ_2$. Напряжения, которые при этом получаются в начале линии, обозначены соответственно $U_1^{(а)}$, $U_1^{(б)}$ и $U_1^{(в)}$.

Можно показать, что через точки *а*, *б* и *в* можно провести прямую линию, т.е. годографом вектора U_1 при изменении Q_2 является прямая линия. Она имеет небольшой наклон к оси абсцисс, так как угол наклона $\alpha = \text{arctg}\,(R/X)$, при этом чем сильнее неравенство $X > R$, тем меньше угол α.

Данное свойство ЛЭП позволяет считать, что изменение Q_2 в большей степени влияет на величину напряжения, чем на его фазу. При этом если напряжение U_1 поддерживать неизменным, то с уменьшением Q_2 индуктивного характера и переходом ее затем на емкостной характер напряжение в конце линии возрастает. Такая зависимость используется для регулирования напряжения в электрических сетях путем компенсации реактивной мощности.

Режим вариации активной мощности

Пусть теперь $Q_2 = \text{const}$, а $P_2 = \text{var}$. В соответствии с выражением (2.38) построим треугольник падения напряжения от передачи только реактивной мощности при $P_2 = 0$ (рис. 2.6).

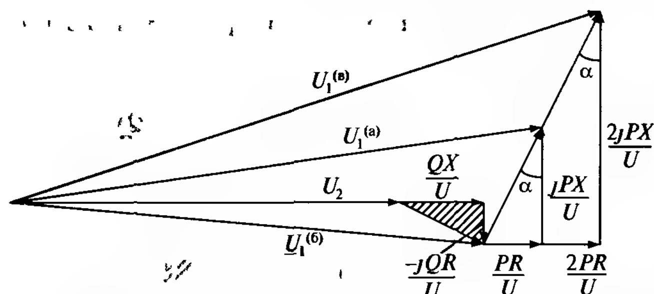


Рис. 2.6 Векторная диаграмма ЛЭП при $P_2 = \text{var}$ и $Q_2 = \text{const}$

Полученное напряжение $\underline{U}_1^{(б)}$ отстает от напряжения в конце линии.

Теперь построим треугольник падения напряжения от передаваемой активной мощности P_2, а затем — от передаваемой удвоенной мощности $2P_2$. Напряжения, которые при этом получаются в начале линии, обозначены соответственно $\underline{U}_1^{(а)}$, $\underline{U}_1^{(в)}$.

Из диаграммы на рис. 2.6 видно, что годографом вектора $\underline{U}_1$ является прямая, имеющая угол наклона к оси ординат $\alpha = \text{arctg}\,(R/X)$. Эта линия имеет большой угол наклона к оси абсцисс, и чем сильнее неравенство $X > R$, тем меньше угол α.

Из построенной векторной диаграммы следует, что изменение P_2 в большей степени влияет на угол между напряжениями по концам линии и значительно меньше на величину напряжения, которое определяется по диаграмме. При этом если напряжение U_1 поддерживать неизменным, то чем больше P_2, тем больше оказывается фазовый сдвиг между напряжениями по концам линии.

Режим постоянства коэффициента мощности в конце линии

При изменении активной мощности нагрузки меняется и ее реактивная мощность. При этом обычно пропорция между активной и реактивной мощностями сохраняется, т.е. $\cos\varphi \approx \text{const}$. Построим векторную диаграмму для этого случая (рис. 2.7).

При постоянстве коэффициента мощности, но изменении самой мощности ток в конце линии изменяется только по величине. Откладывая вектор падения напряжения в активном сопротивлении линии параллельно вектору тока, а в индуктивном — перпендикулярно вектору тока с опережением на 90°, получаем треугольник полного падения напряжения в сопротивлении линии. Построим подобные треугольники напряжения, повышая величину тока

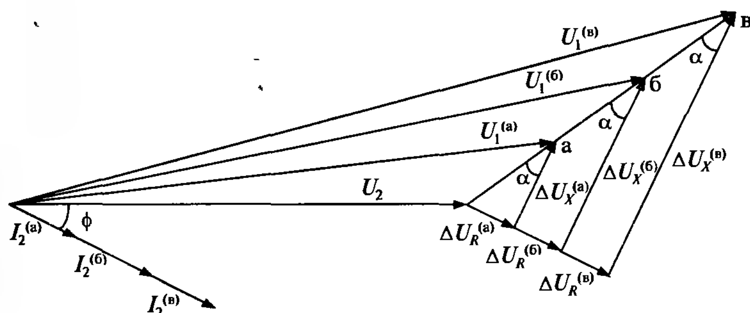


Рис. 2.7 Векторная диаграмма ЛЭП при $\cos\varphi = \text{const}$

в 2 и 3 раза. Обозначим полученные векторы напряжения соответственно $U_1^{(а)}$, $U_1^{(б)}$ и $U_1^{(в)}$.

Из диаграммы видно, что с ростом тока нагрузки по модулю увеличивается как модуль напряжения U_1, так и фазовый сдвиг между напряжениями. Падение напряжения в линии возрастает прямо пропорционально току нагрузки.

Падение и потеря напряжения

Рассмотрим векторную диаграмму напряжений ЛЭП (рис. 2.8).

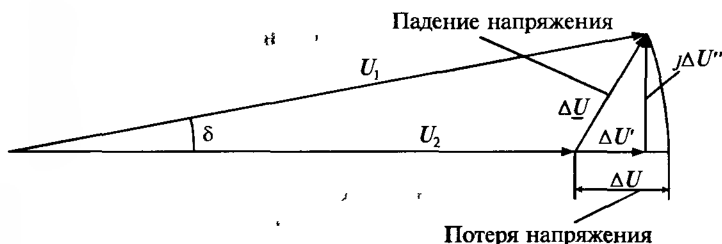


Рис 2 8 Векторная диаграмма ЛЭП с продольной и поперечной составляющими падения напряжения

На диаграмме обозначены продольная и поперечная составляющие падения напряжения в линии $\Delta\underline{U} = \Delta U' + j\Delta U''$.

Из диаграммы на рис. 2.7 следует, что величина падения напряжения является характеристикой загрузки ЛЭП: $|\Delta\underline{U}|$ — пропорциональна току нагрузки. Другая характеристика режима работы ЛЭП — это величина потери напряжения, которая вычисляется как разность модулей напряжений по концам линии: $\Delta U = U_1 - U_2$. В отличие от падения напряжения (векторная величина), потеря напряжения — скалярная величина.

На векторной диаграмме (см. рис. 2.8) потеря напряжения есть разность отрезков U_1 и U_2. На вещественной оси отмечены отрезок, равный по величине U_1, полученный с помощью проведения дуги соответствующего радиуса, и отрезок, равный потере напряжения ΔU.

Особое значение потеря напряжения имеет для характеристики загрузки линий, у которых R и X близки друг к другу или $R > X$. В этом случае потерю напряжения приближенно можно принять равной продольной составляющей падения напряжения $\Delta U \approx \Delta U' = (PR + QX)/U$. Это относится к линиям низкого и среднего напряжений, которые выполняются проводами сечением не более 70 мм^2 (для АС 70/11 $r_0 = 0{,}428$ Ом/км, $x_0 = 0{,}432$ Ом/км при 35 кВ) и с меньшими междуфазными расстояниями, чем при высоком напряжении.

2.5. НАТУРАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ И ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ ЛЭП

Натуральная мощность

Рассмотрим ЛЭП без потерь, для которой $r_0 = 0$ и $g_0 = 0$. Выделим в ней отрезок единичной длины Δl с индуктивным сопротивлением $x_0 \Delta l$ и емкостной проводимостью $b_0 \Delta l$. На этом участке имеют место потери и генерация реактивной мощности:

$$\Delta Q = Q_L = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} x_0 \Delta l, \quad Q_C = U^2 b_0 \Delta l. \qquad (2.39)$$

Здесь Q_C не зависит от передаваемой мощности.

Если принять $Q = 0$, то при некоторой активной мощности P будет иметь место равенство $Q_L = Q_C$. Мощность, передаваемую в этом режиме, называют *натуральной* $P_{\text{нат}}$, а сам режим работы ЛЭП — *режимом передачи натуральной мощности*. При $U = U_{\text{ном}}$

$$Q_L = \frac{P_{\text{нат}}^2}{U_{\text{ном}}^2} x_0 \Delta l = \frac{P_{\text{нат}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \omega L_0 \Delta l,$$
$$Q_C = U_{\text{ном}}^2 b_0 \Delta l = U_{\text{ном}}^2 \omega C_0 \Delta l, \qquad (2.40)$$

$$\frac{P_{\text{нат}}^2}{U_{\text{ном}}^2} L_0 = U_{\text{ном}}^2 C_0, \qquad (2.41)$$

откуда находим:

$$P_{\text{нат}} = U_{\text{ном}}^2 \sqrt{C_0 / L_0} \qquad (2.42)$$

или

$$P_{\text{нат}} = U^2_{\text{ном}} / Z_C. \tag{2.43}$$

Здесь $Z_C = \sqrt{L_0/C_0}$ — волновое сопротивление линии.

В реальной линии, в которой $r_0 \neq 0$ и $g_0 \neq 0$, потери активной мощности при $Q = 0$ будут наименьшими:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R, \tag{2.44}$$

а при $P = P_{\text{нат}}$ линия будет работать с наибольшим КПД вследствие того, что она находится на самобалансе реактивной мощности, $Q_L = Q_C$ — потери в линии компенсируются зарядной мощностью и в любой точке линии $Q = 0$. В случае, когда $Q_L \neq Q_C$, либо имеет место избыток зарядной мощности $Q_C > Q_L$, либо потери превышают зарядную мощность $Q_L > Q_C$, потери ΔP увеличиваются и вследствие этого КПД линии снижается как при $P > P_{\text{нат}}$, так и при $P < P_{\text{нат}}$.

Режим натуральной мощности является не только самым экономичным. Для линии без потерь можно обнаружить и другие его замечательные свойства. Так, например, напряжение в начале линии по модулю оказывается равным напряжению в конце линии:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= U_2 \cos \beta_0 l + j\sqrt{3} Z_C I_{\text{нат}} \sin \beta_0 l = \\ &= U_2 \cos \beta_0 l + j\sqrt{3} Z_C \frac{U_2^2}{\sqrt{3} Z_C U_2^*} \sin \beta_0 l = \\ &= U_2 (\cos \beta_0 l + j \sin \beta_0 l) = U_2 e^{j\beta_0 l}, \end{aligned} \tag{2.45}$$

где $I_{\text{нат}} = P_{\text{нат}}/\sqrt{3}\, U_2 = U_2/\sqrt{3} Z_C$; Z_C — волновое сопротивление линии; β_0 — коэффициент фазы линии, а U_2 — совмещено с действительной осью координат.

Из соотношения $U_1 = U_2 e^{j\beta_0 l}$ следует не только то, что модули напряжений по концам линии равны, но и то, что модуль напряжения в любой точке вдоль линии является неизменной величиной: $\underline{U}_x = U_2 e^{j\beta_0 (l-x)}$, где x — расстояние от начала линии ($x = 0$) до точки с координатой x. Можно показать, что для линии без потерь в режиме натуральной мощности ток вдоль линии по модулю также остается постоянной величиной.

Такое свойство постоянства напряжения и тока вдоль линии в режиме натуральной мощности во многом снижает требования к оборудованию линии электропередачи и облегчает регулирование режимов ЭЭС.

Наличие активных параметров линии r_0 и g_0 несколько меняет идеальную картину, но при $P_2 = P_{нат}$ или P_2, близкой к натуральной, в линии приблизительно сохраняются свойства режима натуральной мощности.

В табл. 2.1 приведены численные значения натуральной мощности ВЛ некоторых напряжений. Натуральные мощности кабельных линий на порядок выше, чем у ВЛ.

Таблица 2 1

Величины натуральной и наибольшей передаваемой мощности ВЛ

Мощность	*Номинальное напряжение, кВ*		
	110	*220*	*500*
Натуральная	30	120	900
Наибольшая*	20 50	90 20	700 900

* Наибольшая мощность зависит от длины линии

На практике невозможно обеспечить работу всех линий в режиме, близком к натуральному, но этого добиваются для отдельных линий, когда существует возможность регулировать передаваемую мощность за счет ее перераспределения в элементах электрической сети и генерирования реактивной мощности в местах ее потребления.

Пропускная способность

Пропускная способность ЛЭП определяется величиной активной мощности, которую линия может передать при выполнении всех условий, определяющих ее нормальную работу.

Вновь рассмотрим линию без потерь, но представленную только ее индуктивным сопротивлением (рис. 2.9, *а*, *б*). Такое представление не является допущением, так как емкостные токи по концам схемы на рис. 2.9, *а* входят в токи $\underline{I}_1$ и $\underline{I}_2$ схемы на рис. 2.9, *б*. Соответственно имеем $\underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \underline{I}$.

На рис. 2.10 представлена векторная диаграмма линии без потерь. На диаграмме вектор падения напряжения

$$\Delta\underline{U} = j\sqrt{3}X\underline{I}_2. \quad (2.46)$$

Спроектируем на мнимую ось векторы $\underline{U}_1$ и $\Delta\underline{U}$, получим соотношение

$$U_1 \sin\delta = \sqrt{3}XI_2 \cos\varphi. \quad (2.47)$$

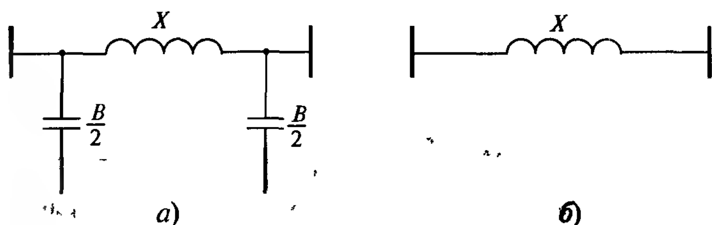


Рис 2.9. Схемы замещения линии без потерь: *а* — с емкостными проводимостями; *б* — зарядные токи включены в токи по концам линии

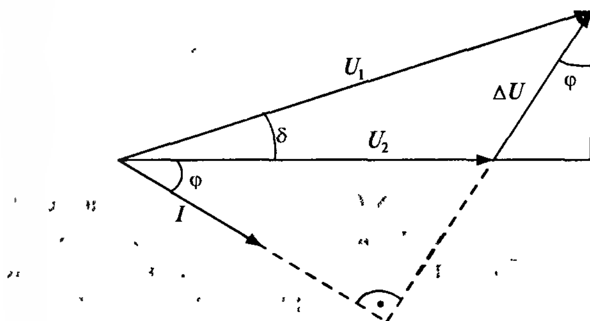


Рис. 2.10 Векторная диаграмма линии без потерь

Умножив обе части этого выражения на U_2, будем иметь

$$U_1 U_2 \sin\delta = \sqrt{3} X I_2 U_2 \cos\varphi. \qquad (2.48)$$

В выражении (2.48) $\sqrt{3} I_2 U_2 \cos\varphi$ есть активная мощность в конце линии P_2. После преобразования получим

$$P_2 = \frac{U_1 U_2}{X} \sin\delta = P_{max} \sin\delta \qquad (2.49)$$

или для линии без потерь $P = P_{max} \sin\delta$. Эта зависимость изображается в виде синусоиды (рис. 2.11).

Максимальная мощность ЛЭП P_{max} называется *пределом передаваемой мощности*, который достигается при угле $\delta = 90°$. Устойчивая работа генераторов ЭЭС возможна только при $\delta < 90°$ и на восходящей ветви синусоиды. Точка $\delta = 90°$ является граничной между областями устойчивой и неустойчивой работы генераторов. Чтобы предотвратить выход генераторов в неустойчивую область, делают некоторый запас по устойчивости, равный примерно 15% P_{max}.

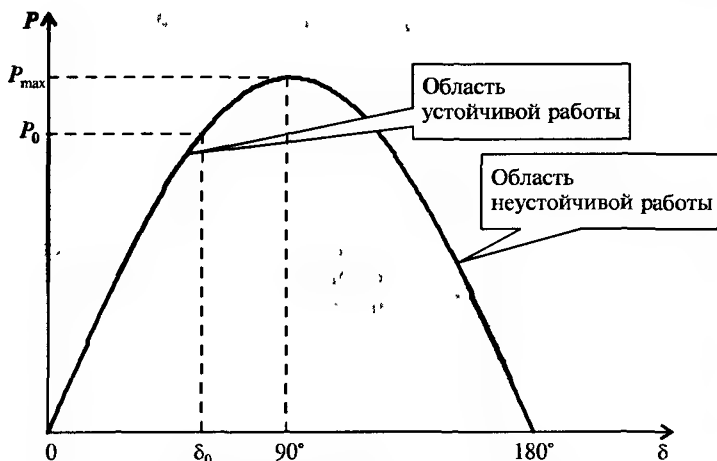


Рис. 2.11. Характеристика мощности ЛЭП

По ЛЭП протекает ток $I = S/(\sqrt{3}\,U)$, который не может превысить предельно допустимое значение $I \leqslant I_{доп}$, определяемое тепловыми условиями работы проводника. Так, например, голые провода нельзя нагревать до температуры более 70°. Значения $I_{доп}$ приводятся в справочной литературе для каждой марки провода.

Напряжения по концам линии U_1 и U_2 имеют технические и режимные ограничения как по минимальному, так и максимальному значению. Так, по условиям работы электрической изоляции ВЛ в России допускается превышение напряжения относительно номинального значения не более чем: на 20% при $U_{ном} \leqslant 20$ кВ; 15% при $U_{ном} = 35...220$ кВ; 10% при $U_{ном} = 330$ кВ; 5% при $U_{ном} = 500$ кВ и выше.

У силовых трансформаторов возможно превышение напряжения относительно напряжения рабочего регулировочного ответвления не более чем на 5%, что вызвано недопустимостью перехода трансформатора в режим работы с нелинейной частью характеристики намагничивания сердечника.

Предельные максимальные и минимальные значения напряжений в ЛЭП обусловлены также требованиями регулирования напряжения и устойчивостью работы генераторов ЭЭС. С учетом сказанного выше ограничения на параметры режима ЛЭП можно обобщить на диаграмме мощностей (P, Q) (рис. 2.12). На этой диаграмме мощностей в качестве положительного принято направление мощности от начала к концу ЛЭП по P и Q — первый квадрант.

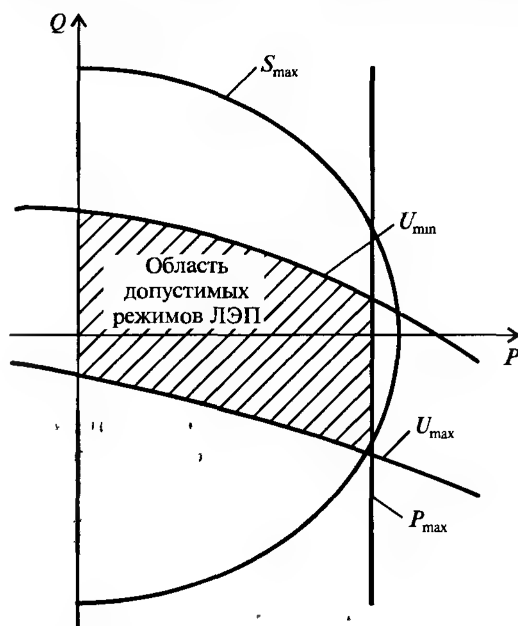


Рис. 2.12. Диаграмма мощностей ЛЭП

Диаграмму можно построить для начала и конца линии. Из диаграммы на рис. 2.12 видно, что пропускная способность ЛЭП зависит от следующих параметров:

- величины передаваемой реактивной мощности;
- предельно допустимого тока по проводам линии;
- предела передаваемой мощности и запаса по устойчивости;
- предельных значений напряжений по концам ЛЭП.

Чтобы получить величину мощности P, которую возможно передать по ЛЭП (оценить пропускную способность ЛЭП), необходимо на диаграмме мощностей отложить требуемую для передачи реактивную мощность Q (в начале или конце линии) и провести отрезок горизонтальной прямой до первого пересечения с кривыми ограничении. Проекция точки пересечения на ось P дает максимально возможное значение передаваемой мощности. Если реактивную мощность в конце линии можно регулировать (управлять ею), то пропускная способность скорее всего будет определяться ограничением по $I_{доп}$ (для ВЛ с $U_{ном} \leqslant 220$ кВ) или пределом передаваемой мощности и запасом по устойчивости (для ВЛ с $U_{ном} \geqslant 330$ кВ).

2.6. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Различают несколько типов схем электрических сетей: принципиальные схемы соединений; схемы замещения; расчетные (преобразованные) схемы замещения.

Все схемы трехфазных элементов ЭЭС, как правило, изображаются в однолинейном виде. На рис. 2.13 показаны все три вида схем, состоящих из одной ЛЭП и одного двухобмоточного трансформатора с нагрузкой на стороне низкого напряжения.

Такой схемой замещения, как на рис. 2.13, *б*, удобно пользоваться, когда выполняется одиночный расчет простых схем, как правило, в учебных целях без применения специальных программ. В большинстве случаев при расчетах режимов электрических сетей используется расчетная схема, изображенная рис. 2.13, *в*, или подобная ей, где задаются электрические параметры элементов сети.

Совершенно естественным является удаление из схемы элементов, влияние которых на режим сети пренебрежимо мало. Так не учитывают:

- потери на корону в ВЛ до 220 кВ;
- зарядную мощность в ЛЭП до 35 кВ и коротких ВЛ 110 кВ;
- потери холостого хода трансформаторов, если не нужно решать вопросы повышения экономичности работы электрических сетей;
- активные сопротивления обмоток трансформаторов, если не нужно оценивать потери электрической энергии и решать вопросы повышения экономичности работы электрических сетей.

В трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах индуктивное сопротивление обмоток СН принимают равным нулю; при пренебрежении активным сопротивлением получается ветвь с нулевым сопротивлением. В таких случаях можно приблизительно оценить потери реактивной мощности в обмотке НН, сложить эти потери с реактивной мощностью нагрузки НН и добавить полученную мощность на шины СН. Трехлучевая схема замещения трансформатора превращается в одну ветвь с сопротивлением обмотки ВН и трансформацией с ВН на СН: $k_{\text{В-С}}$.

В современных программах расчета режимов в энергосистемах вообще не предполагается составления схем замещения или расчетных схем и используются принципиальные схемы, где указываются марки (тип) оборудования, число параллельных элементов и расстояния между подстанциями, соединенными посредством

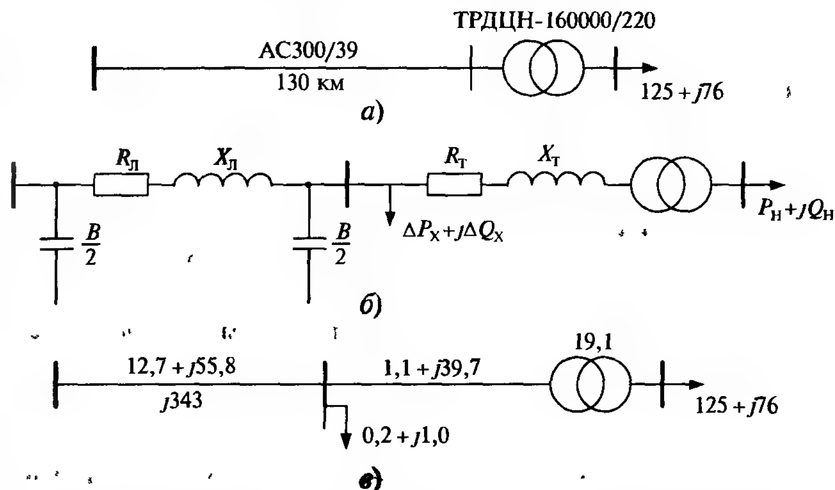


Рис. 2.13 Схемы электрической сети: *а* — принципиальная схема; *б* — схема замещения; *в* — расчетная схема (сопротивления в омах, проводимости в микросименсах, мощности в мегавольт-амперах, коэффициент трансформации в отн. ед.)

ЛЭП. Кроме того, все оборудование ЭЭС, нагрузки и варианты схем соединений закладываются в специализированные базы данных, на основе которых ведется формирование схем для расчетов различных режимов.

В тех случаях, когда необходимо составить схему замещения сети с параллельными элементами (две цепи ЛЭП, два трансформатора и т.п.) или упростить расчетную схему, выполняют последовательно-параллельные преобразования схем. В некоторых случаях выполняют преобразования «треугольника» в «звезду» и наоборот.

Отдельные энергосистемы соединяются между собой и образуют объединения энергосистем в единую энергосистему страны. Расчеты установившихся режимов таких больших схем проводятся крайне редко, но при расчетах режимов отдельных энергосистем следует учитывать влияние их соседних энергосистем.

2.7. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТОКОВ МОЩНОСТЕЙ В РАДИАЛЬНО-МАГИСТРАЛЬНЫХ СЕТЯХ

Магистралью называется линия с промежуточными отборами мощности вдоль линии (рис. 2.14, *а*). В предельном случае с увеличением числа нагрузок получается линия с равномерно распределенной нагрузкой (рис. 2.14, *б*), т.е. плотность нагрузки на единицу длины одинакова для любого участка.

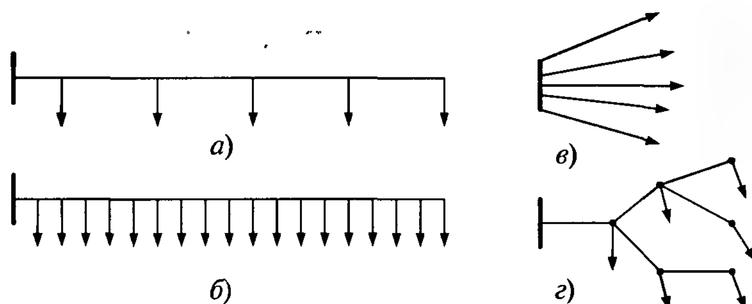


Рис. 2.14. Виды схем: *а* — магистраль; *б* — линия с равномерно распределенной нагрузкой; *в* — радиальная схема; *г* — радиально-магистральная схема

Радиальные линии исходят из одной точки сети (рис. 2.14, *в*). Радиально-магистральные линии содержат элементы магистральной и радиальной линий (рис. 2.14, *г*). Приближенное распределение потоков мощностей в магистральной линии можно определить с помощью линии сечения.

Сечением будем называть замкнутую линию, которая пересекает только один участок линии и не включает источник питания — точку, откуда исходит магистраль. Поток мощности по *j*-му участку равен сумме мощностей нагрузок, охватываемых линией сечения:

$$P_j = \sum_{i \in s} P_{\text{н}i}, \quad Q_j = \sum_{i \in s} Q_{\text{н}i}, \tag{2.50}$$

где s — множество номеров нагрузок, охваченных сечением *j*-го участка.

Для схемы магистрали (рис. 2.15) даны три линии сечения, каждая из которых охватывает одну, две или три нагрузки. Соответственно потоки мощности для участков будут определяться как:

- мощность первой нагрузки для первого участка;
- сумма мощностей первой и второй нагрузок для второго участка;
- сумма мощностей всех трех нагрузок для третьего участка.

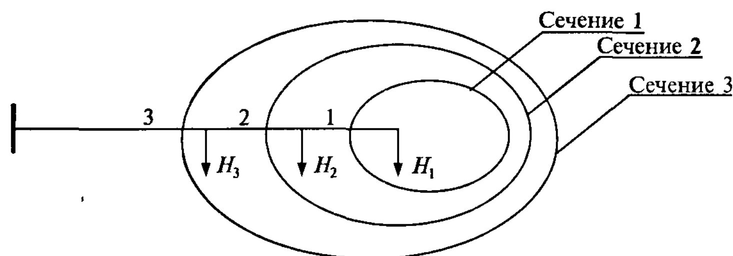


Рис. 2.15. Сечения участков магистрали

Для радиальной сети поток мощности равен мощности нагрузки, которая подключена к конечному узлу участка:

$$P_j = P_{нi},\ Q_j = Q_{нi}, \tag{2.51}$$

так как все сечения охватывают только по одной нагрузке.

Потокораспределение в радиально-магистральных сетях в общем случае определяется линиями сечений по формулам (2.50). При расчете потокораспределения с учетом потерь мощности и зарядной мощности ЛЭП для каждого участка вычисляют потоки мощности у начального и конечного узлов $P_j^{(н)}$, $P_j^{(к)}$, $Q_j^{(н)}$, $Q_j^{(к)}$. При этом надо правильно выбрать последовательность вычислений на участках сети. Таких последовательностей может быть несколько. Приведем один алгоритм получения последовательности расчетов участков.

Вначале рассчитывают радиальные участки, один из узлов, к которому присоединяется рассчитываемая ветвь, является «висячим», т.е. к нему подходит только одна ветвь. Рассчитанные ветви из дальнейшего рассмотрения исключают и проверяют, какие участки оказались радиальными после их исключения. После расчета оставшихся участков их также исключают из дальнейшего рассмотрения.

Подобную процедуру повторяют до тех пор, пока не будут рассчитаны все участки сети. На этом первый этап — этап расчета потокораспределения — заканчивается.

Второй этап — расчет режима напряжений — ведется в обратном порядке, т.е. от головных участков к последним, с которых начинался расчет на первом этапе. Рассмотрим пример (рис. 2.16).

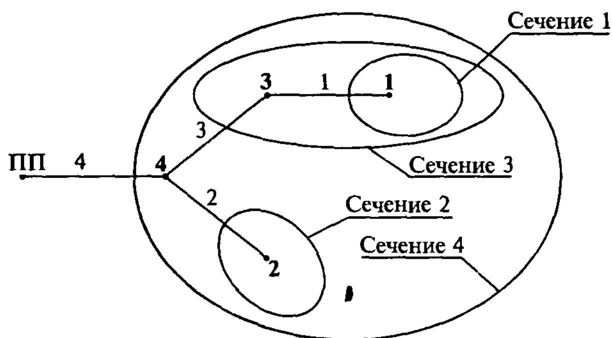


Рис. 2.16. Пример для иллюстрации расчета радиально-магистральной сети

Сеть состоит из четырех узлов нагрузки и четырех участков. Номера ветвей указывают, в каком порядке будет выполняться их расчет потокораспределения на первом этапе. В потоки мощности на участках включаются не только мощности нагрузок, охваченных соответствующими линиями сечения, но и потери мощности на рассчитанных участках. Таким образом, мощность пункта питания (ПП) будет равна сумме всех мощностей нагрузок плюс сумма потерь мощности на всех участках сети.

Все мощности в поперечных ветвях схемы замещения сети (зарядная мощность ЛЭП, потери холостого хода трансформаторов, потери на корону) обычно включаются в мощности нагрузки на предварительном этапе формирования расчетной схемы замещения сети.

Пример 4. Рассчитать потокораспределение в сети, представленной на рис. 2 16. Номинальное напряжение сети 110 кВ.

Линии 1 и 2 выполнены проводом марки АС 70/11, а линии 3 и 4 — АС 95/16. Все параметры сети и расчет приведены в системе Mathcad.

Параметры линий: сопротивления в омах, проводимости в сименсах, мощности в мегавольт-амперах, напряжения в киловольтах

ORIGIN := 1 $\quad U_{пот} := 110 \quad U_0 := 121$

Расчет параметров сети

$$l := \begin{pmatrix} 18 \\ 22 \\ 20 \\ 32 \end{pmatrix} \quad R := \overrightarrow{\left[\begin{pmatrix} 0.428 \\ 0.428 \\ 0.306 \\ 0.306 \end{pmatrix} \cdot l\right]} \quad X := \overrightarrow{\left[\begin{pmatrix} 0.444 \\ 0.444 \\ 0.434 \\ 0.434 \end{pmatrix} l\right]} \quad B := \overrightarrow{\left[\begin{pmatrix} 2.55 \\ 2.55 \\ 2.61 \\ 2.61 \end{pmatrix} l\right]} 10^{-6}$$

$$R = \begin{pmatrix} 7.704 \\ 9.416 \\ 6.12 \\ 9.792 \end{pmatrix} \quad X = \begin{pmatrix} 7.992 \\ 9.768 \\ 8.68 \\ 13.888 \end{pmatrix} \quad B = \begin{pmatrix} 4.59 \times 10^{-5} \\ 5.61 \times 10^{-5} \\ 5.22 \times 10^{-5} \\ 8.352 \times 10^{-5} \end{pmatrix}$$

Мощности нагрузок и расчетные мощности (учет зарядных мощностей ЛЭП)

$$P := \begin{pmatrix} 16 \\ 22 \\ 20 \\ 18 \end{pmatrix} \quad Q := \begin{pmatrix} 8 \\ 14 \\ 12 \\ 10 \end{pmatrix} \quad Q := Q - 0.5 \cdot U_{nom}^2 \cdot \begin{pmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_1 + B_3 \\ B_2 + B_3 + B_4 \end{pmatrix} \quad Q = \begin{pmatrix} 7.722 \\ 13.661 \\ 11.406 \\ 8.839 \end{pmatrix}$$

Этап 1. Расчет потоков мощностей. Потоки мощности в начале ветви обозначены индексом 1.

$$S_{11} := S_1 + \frac{(|S_1|)^2}{U_{nom}^2}(R_1 + j \cdot X_1) \qquad S_{11} = 16.201 + 7.931j$$

$S_{21} := S_2 + \frac{(|S_2|)^2}{U_{nom}^2}(R_2 + j\,X_2)$ $\quad S_{21} = 22.522 + 14.202j$

$S_{31} := S_3 + S_{11} + \frac{(|S_3 + S_{11}|)^2}{U_{nom}^2}\cdot(R_3 + j\cdot X_3)$ $\quad S_{31} = 37.522 + 20.546j$

$S_{41} := S_4 + S_{21} + S_{31} + \frac{(|S_4 + S_{21} + S_{31}|)^2}{U_{nom}^2}\cdot(R_4 + j\cdot X_4)$ $\quad S_{41} = 83.982 + 52\,675j$

Потери мощности из баланса мощности в сети (учтена зарядная мощность в начале участка 4)

$\Delta S := S_{41} - j\cdot U_0^2\,\frac{B_4}{2} - \Sigma P - j\,\Sigma Q$ $\quad \Delta S = 7.982 + 10\,434j$

Этап 2. Расчет напряжений в узлах

$U_4 := U_0 - \frac{\overline{S_{41}}}{\overline{U_0}}\cdot(R_4 + j\cdot X_4)$ $\quad U_4 = 108.158 - 5.376j$ $\quad |U_4| = 108.291$

$U_3 := U_4 - \frac{\overline{S_{31}}}{\overline{U_4}}\,(R_3 + j\cdot X_3)$ $\quad U_3 = 104.332 - 6.997j$ $\quad |U_3| = 104\,566$

$U_2 := U_4 - \frac{\overline{S_{21}}}{\overline{U_4}}\,(R_2 + j\cdot X_2)$ $\quad U_2 = 104.883 - 6.011j$ $\quad |U_2| = 105.055$

$U_1 := U_3 - \frac{\overline{S_{11}}}{\overline{U_3}}\cdot(R_1 + j\cdot X_1)$ $\quad U_1 = 102.492 - 7\,529j$ $\quad |U_1| = 102\,769$

2.8. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ В ПРОСТЕЙШИХ ЗАМКНУТЫХ СЕТЯХ

Замкнутые сети

Замкнутыми сетями называются сети, имеющие контуры (циклы), образованные ЛЭП и трансформаторами (рис. 2.17).

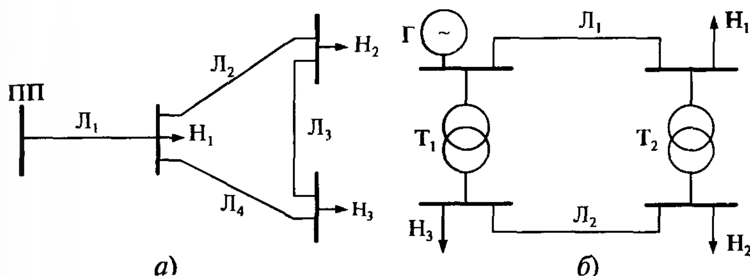


Рис. 2.17. Примеры замкнутых электрических сетей:
а — сеть одного напряжения; *б* — сеть двух напряжений

К замкнутым сетям относятся также сети, имеющие несколько источников питания. Одной из таких схем является так называемая линия с двусторонним питанием (рис. 2.18).

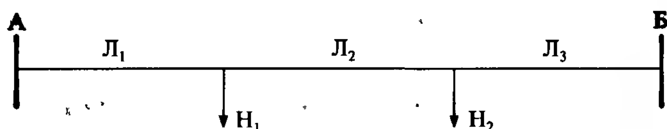


Рис. 2.18. Линия с двусторонним питанием

Здесь буквами А и Б обозначены пункты питания нагрузок $Н_1$ и $Н_2$, расположенные вдоль линии.

Определение потокораспределения в линии с двусторонним питанием при одинаковых напряжениях пунктов питания

Найдем потокораспределение в линии с двумя нагрузками (рис. 2.18).

Пусть $U_А = U_Б$ и $\delta = 0$; напряжения равны по модулю и по фазе.

Предварительно на расчетной схеме сети произвольно укажем направления потоков мощности по участкам: $\underline{S}_1$, $\underline{S}_2$ и $\underline{S}_3$ (рис. 2.19), считая, что потери мощности на них равны нулю. Для удобства расчета в мощности нагрузки уже включены зарядные мощности участков линии.

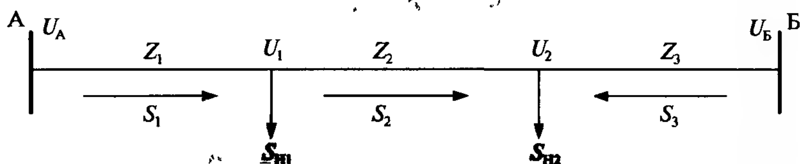


Рис. 2.19. Потоки мощности в линии с двусторонним питанием

Запишем для схемы, приведенной на рис. 2.19, второй закон Кирхгофа:

$$\underline{U}_А - \Delta\underline{U}_1 - \Delta\underline{U}_2 + \Delta\underline{U}_3 = \underline{U}_Б. \qquad (2.52)$$

С учетом того, что $\Delta\underline{U} = \sqrt{3}\,\underline{I}\underline{Z}$ и $\underline{U}_А = \underline{U}_Б$, получим

$$\sqrt{3}\,\underline{I}_1\underline{Z}_1 + \sqrt{3}\,\underline{I}_2\underline{Z}_2 - \sqrt{3}\,\underline{I}_3\underline{Z}_3 = 0. \qquad (2.53)$$

Полагая напряжения в узлах равными номинальному значению, имеем

$$\frac{\overset{*}{\underline{S}}_1}{U_{\text{ном}}}\underline{Z}_1 + \frac{\overset{*}{\underline{S}}_2}{U_{\text{ном}}}\underline{Z}_2 - \frac{\overset{*}{\underline{S}}_3}{U_{\text{ном}}}\underline{Z}_3 = 0 \qquad (2.54)$$

или комплексно-сопряженное уравнение

$$\underline{S}_1\underline{Z}_1^* + \underline{S}_2\underline{Z}_2^* - \underline{S}_3\underline{Z}_3^* = 0. \qquad (2.55)$$

Выразим потоки мощности по второму и третьему участкам линии через мощность на первом участке и мощности нагрузок: $\underline{S}_2 = \underline{S}_1 - \underline{S}_{\text{н}1}$ и $\underline{S}_3 = \underline{S}_{\text{н}1} + \underline{S}_{\text{н}2} - \underline{S}_1$ и подставим их в (2.55). После некоторых преобразований получим формулы для определения приближенного потокораспределения в линии с двусторонним питанием:

$$\underline{S}_1 = \frac{\underline{S}_{\text{н}1}\left(\underline{Z}_2^* + \underline{Z}_3^*\right) + \underline{S}_{\text{н}2}\underline{Z}_3^*}{\underline{Z}_1^* + \underline{Z}_2^* + \underline{Z}_3^*}, \qquad (2.56)$$

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_1 - \underline{S}_{\text{н}1}, \quad \underline{S}_3 = \underline{S}_{\text{н}1} + \underline{S}_{\text{н}2} - \underline{S}_1.$$

Уравнения (2.56) определяют потокораспределение в линии с двусторонним питанием без учета потерь мощности.

В одной из точек сети 1 или 2 потоки мощности будут направлены встречно друг другу. Такая точка называется *точкой потокораздела в линии* (рис. 2.20, *а*).

Для учета потерь в сети можно сделать расчетный прием — разделить линию с двусторонним питанием по точке потокораздела на две магистральные линии (рис. 2.20, *б*): первая (слева) — участки 1 и 2, вторая (справа) — участок 3. При этом нагрузка узла 2 в первой схеме будет равна потоку мощности в конце участка 2: $\underline{S}_{2(\text{к})} = \underline{S}_2$, а во второй схеме — $\underline{S}_{3(\text{к})} = \underline{S}_3$. Сумма этих потоков мощности равна исходной нагрузке второго узла: $\underline{S}_{2(\text{к})} + \underline{S}_{3(\text{к})} = \underline{S}_{\text{н}2}$.

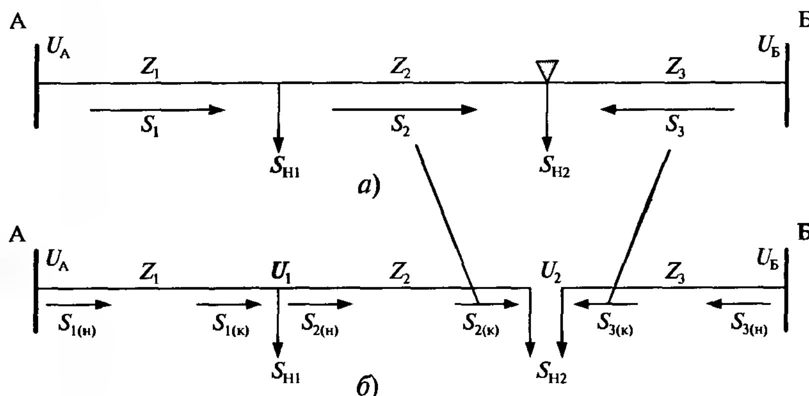


Рис. 2.20. Приведение линии с двусторонним питанием к двум магистральным линиям

Расчет магистральных схем ведется в обычном порядке.

Этап 1

Первая схема	Вторая схема
1) $\underline{S}_{2(н)} = \underline{S}_{2(к)} + \Delta\underline{S}_2$;	$\underline{S}_{3(н)} = \underline{S}_{3(к)} + \Delta\underline{S}_3$.
2) $\underline{S}_{1(к)} = \underline{S}_{н1} + \underline{S}_{2(н)}$;	
3) $\underline{S}_{1(н)} = \underline{S}_{1(к)} + \Delta\underline{S}_1$.	

Этап 2

Первая схема	Вторая схема
1) $\underline{U}_1 = \underline{U}_А - \Delta\underline{U}_1$	$\underline{U}_2 = \underline{U}_Б - \Delta\underline{U}_3$.
3) $\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \Delta\underline{U}_2$.	

Таким образом, расчет линии с двусторонним питанием требует определения приближенного потокораспределения для отыскания точки потокораздела и затем сводится к расчету двух магистральных схем Отметим, что напряжение $\underline{U}_2$ можно найти из расчета второй схемы $\{\Delta\underline{U}_3, \underline{U}_2\}$. Разница в напряжениях во втором узле, найденных по первой и второй схемам, может служить оценкой погрешности расчета.

Определение потокораспределения в линии с двусторонним питанием при разных напряжениях пунктов питания

Для расчета потокораспределения при разных напряжениях пунктов питания А и Б можно воспользоваться методом наложения. Первый расчет выполняется для случая, когда напряжения равны между собой, а второй — при отсутствии нагрузок и включении линии на напряжение, равное разности напряжений по концам линии· $\Delta\underline{E} = \underline{U}_А - \underline{U}_Б$.

Уравнительный ток, протекающий под действием $\Delta\underline{E}$, можно вычислить по формуле

$$\underline{I}_{ур} = \frac{\Delta\underline{E}}{\sqrt{3}(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3)} = \frac{\underline{U}_А - \underline{U}_Б}{\sqrt{3}(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3)}. \quad (2.57)$$

Уравнительная мощность, протекающая возле пункта А:

$$\underline{S}_{ур} = \sqrt{3}\underline{U}_А \overset{*}{\underline{I}}_{ур}. \quad (2.58)$$

Потокораспределение в схеме определяется по формуле

$$\underline{S}_1 = \frac{\underline{S}_{н1}(\overset{*}{\underline{Z}}_2 + \overset{*}{\underline{Z}}_3) + \underline{S}_{н2}\overset{*}{\underline{Z}}_3}{\overset{*}{\underline{Z}}_1 + \overset{*}{\underline{Z}}_2 + \overset{*}{\underline{Z}}_3} + \frac{\underline{U}_А(\overset{*}{\underline{U}}_А - \overset{*}{\underline{U}}_Б)}{\overset{*}{\underline{Z}}_1 + \overset{*}{\underline{Z}}_2 + \overset{*}{\underline{Z}}_3},$$

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_1 - \underline{S}_{н1}, \quad \underline{S}_3 = \underline{S}_{н1} + \underline{S}_{н2} - \underline{S}_1. \quad (2.59)$$

Частные случаи расчета линии с двусторонним питанием

1 Иногда при расчете потокораспределения в линии с двусторонним питанием точки потокораздела по активной и реактивной мощности могут не совпадать. В этом случае следует условно разделить схему на две магистральные линии дважды: вначале разделить по точке потокораздела активной мощности и провести расчет участков, расположенных между двумя точками потокоразделов, по активной мощности, а затем по точке потокораздела реактивной мощности и провести расчет участков между точками потокораздела по реактивной мощности. После этого в обычном порядке выполнить расчет остальных участков линии.

2. Можно обобщить формулу расчета потока мощности на одном из головных участков линии с двусторонним питанием на случай с n нагрузками в линии:

$$\underline{S}_A = \frac{\sum\limits_{i=1}^{n} \underline{S}_{\text{н}i} \sum\limits_{j=i+1}^{n+1} \underline{Z}_j^*}{\sum\limits_{i=1}^{n+1} \underline{Z}_i^*}, \tag{2.60}$$

где $\underline{S}_{\text{н}i}$ — мощность i-й нагрузки; $\underline{Z}_j$ — сопротивление j-го участка линии.

3. В случае однородной сети для расчета потокораспределения можно пользоваться более простой формулой.

Однородной сетью называют сеть, у которой отношение реактивного сопротивления к активному одинаково для всей сети: $X_i/R_i = \text{const}$, $i = 1, \ldots, n$ (n — число участков сети). В этом случае для схемы, приведенной на рис. 2.19, получаем

$$\underline{S}_1 = \frac{\underline{S}_{\text{н}1}\left(\underline{Z}_2^* + \underline{Z}_3^*\right) + \underline{S}_{\text{н}2}\underline{Z}_3^*}{\underline{Z}_1^* + \underline{Z}_2^* + \underline{Z}_3^*} =$$

$$= \frac{\underline{S}_{\text{н}1}\left(\left(r_0 - jx_0\right)l_2 + \left(r_0 - jx_0\right)l_3\right) + \underline{S}_{\text{н}2}\left(r_0 - jx_0\right)l_3}{\left(r_0 - jx_0\right)l_1 + \left(r_0 - jx_0\right)l_2 + \left(r_0 - jx_0\right)l_3} = \tag{2.61}$$

$$= \frac{\underline{S}_{\text{н}1}\left(r_{02}\left(1 - j\dfrac{x_{02}}{r_{02}}\right)l_2 + r_{03}\left(1 - j\dfrac{x_{03}}{r_{03}}\right)l_3\right) + \underline{S}_{\text{н}2}r_{03}\left(1 - j\dfrac{x_{03}}{r_{03}}\right)l_3}{r_{01}\left(1 - j\dfrac{x_{01}}{r_{01}}\right)l_1 + r_{02}\left(1 - j\dfrac{x_{02}}{r_{02}}\right)l_2 + r_{03}\left(1 - j\dfrac{x_{03}}{r_{03}}\right)l_3} =$$

$$= \frac{\underline{S}_{\text{н}1}\left(R_2 + R_3\right) + \underline{S}_{\text{н}2}R_3}{R_1 + R_2 + R_3}.$$

4. В случае сети, в которой все линии имеют одинаковые погонные параметры, для расчета можно пользоваться еще более простой формулой:

$$\underline{S}_1 = \frac{\underline{S}_{н1}\left(\overset{*}{\underline{Z}}_2 + \overset{*}{\underline{Z}}_3\right) + \underline{S}_{н2}\overset{*}{\underline{Z}}_3}{\overset{*}{\underline{Z}}_1 + \overset{*}{\underline{Z}}_2 + \overset{*}{\underline{Z}}_3} =$$

$$= \frac{\underline{S}_{н1}\left((r_0 - jx_0)l_2 + (r_0 - jx_0)l_3\right) + \underline{S}_{н2}(r_0 - jx_0)l_3}{(r_0 - jx_0)l_1 + (r_0 - jx_0)l_2 + (r_0 - jx_0)l_3} =$$

$$= \frac{\underline{S}_{н1}(l_2 + l_3) + \underline{S}_{н2}l_3}{l_1 + l_2 + l_3},$$

т.е. вместо комплексных величин сопротивлений используются длины участков линий. Этой формулой для линий с двусторонним питанием можно пользоваться и в случае, когда сечения проводов линий еще не выбраны.

Пример 5. Рассчитать потокораспределение в замкнутой сети, представленной на рис. 2.21, *а*. Номинальное напряжение сети 110 кВ.

Приведем исходную схему сети к линии с двусторонним питанием, для чего условно разделим схему по точке пункта питания (рис. 2.21, *б*). Напряжения в двух ПП равны между собой и совпадают по фазе. Линии 1 и 2 выполнены проводом марки АС 70/11, а линии 3 и 4 — АС 95/16. Все параметры сети и расчет приведены в системе Mathcad.

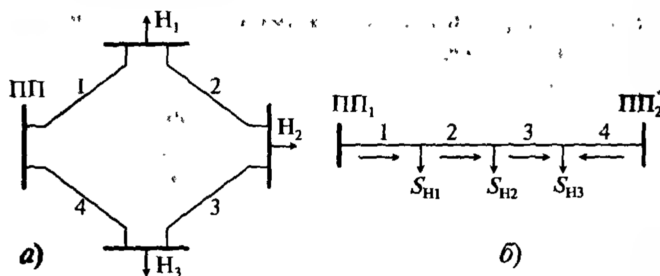


Рис. 2.21. Схема замкнутой сети (*а*) и линия с двусторонним питанием (*б*)

Параметры линий: сопротивления в омах, проводимости в сименсах, мощности в мегавольт-амперах, напряжения в киловольтах.

ORIGIN := 1 $\quad U_{nom} := 110 \quad U_A := 120 \quad U_B := 120$

Расчет параметров сети

$$l := \begin{pmatrix} 18 \\ 22 \\ 20 \\ 30 \end{pmatrix} \qquad R := \overrightarrow{\left[\begin{pmatrix} 0.428 \\ 0.428 \\ 0.306 \\ 0.306 \end{pmatrix} \cdot l\right]} \qquad R = \begin{pmatrix} 7.704 \\ 9.416 \\ 6.12 \\ 9.18 \end{pmatrix}$$

$$X := \overrightarrow{\left[\begin{pmatrix}0.444\\0.444\\0.434\\0.434\end{pmatrix}\cdot l\right]} \quad X = \begin{pmatrix}7.992\\9.768\\8.68\\13.02\end{pmatrix} \quad B := \overrightarrow{\left[\begin{pmatrix}2.55\\2.55\\2.61\\2.61\end{pmatrix}\cdot l\right]}\ 10^{-6} \quad B = \begin{pmatrix}4.59\times10^{-5}\\5.61\times10^{-5}\\5.22\times10^{-5}\\7.83\times10^{-5}\end{pmatrix}$$

Мощности нагрузок и расчетные мощности (учет зарядных мощностей ЛЭП)

$$P := \begin{pmatrix}36\\40\\48\end{pmatrix} \quad Q := \begin{pmatrix}26\\28\\30\end{pmatrix} \quad Q := Q - 0.5\cdot U_{ном}^2\cdot\begin{pmatrix}B_1 + B_2\\B_2 + B_3\\B_3 + B_4\end{pmatrix} \quad Q = \begin{pmatrix}25.383\\27.345\\29.21\end{pmatrix}$$

$$S := P + j\cdot Q \qquad Z := R + j\cdot Z$$

Этап 1. Расчет потоков мощностей без учета потерь. С индексом L записаны потоки мощностей по участкам линии

$$S_{L1} := \frac{S_1\left(\overline{Z_2} + \overline{Z_3} + \overline{Z_4}\right) + S_2\left(\overline{Z_3} + \overline{Z_4}\right) + S_3\overline{Z_4}}{\sum\overline{Z}} \qquad S_{L1} = 66.025 + 39.897j$$

$$S_{L2} := S_{L1} - S_1 \qquad S_{L2} = 30.025 + 14.514j$$

$$S_{L3} := S_{L2} - S_2 \qquad S_{L3} = -9.975 - 12.831j$$

$$S_{L4} := S_3 - S_{L3} \qquad S_{L4} = 57.975 + 42.042j$$

Точкой потокораздела является узел 2.

Этап 2. Расчет потоков мощностей с учетом потерь в линиях (у потоков мощностей первый индекс показывает номер участка, а второй: 1 — начало ветви, 2 — конец ветви)

$$S_{22} := S_{L2} \qquad S_{22} = 30.025 + 14.514j$$

$$S_{21} := S_{22} + \frac{\left(|S_{22}|\right)^2}{U_{nom}^2}\cdot Z_2 \qquad S_{21} = 30.891 + 15.412j$$

$$S_{12} := S_1 + S_{21} \qquad S_{12} = 66.891 + 40.794j$$

$$S_{11} := S_{12} + \frac{\left(|S_{12}|\right)^2}{U_{nom}^2}\cdot Z_1 \qquad S_{11} = 70.799 + 44.849j$$

$$S_{32} := -S_{L3} \qquad S_{32} = 9.975 + 12.831j$$

$$S_{31} := S_{32} + \frac{\left(|S_{32}|\right)^2}{U_{nom}^2}\cdot Z_1 \qquad S_{31} = 10.108 + 13.021j$$

$$S_{42} := S_3 + S_{31} \qquad S_{42} = 58.108 + 42.231j$$

$$S_{41} := S_{42} + \frac{\left(|S_{42}|\right)^2}{U_{nom}^2}\ Z_1 \qquad S_{41} = 62.023 + 47.783j$$

Потери мощности из баланса мощности в сети (учтена зарядная мощность в начале участков 1 и 4)

$$\Delta S := S_{11} + S_{41} - j\cdot 0.5\ U_A^2\cdot(B1 + B4) - \sum S \qquad \Delta S = 8.822 + 9.8j$$

Этап 3 Расчет напряжений в узлах

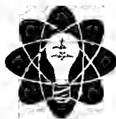
$U_1 = U_A - \frac{\overline{S_{11}}}{\overline{U_A}} Z_1$	$U_1 = 112\,468 - 1\,836j$	$\lvert U_1 \rvert = 112\,483$
$U_2 = U_1 - \frac{\overline{S_{21}}}{\overline{U_1}} Z_2$	$U_2 = 108.521 - 3\,164j$	$\lvert U_2 \rvert = 108\,567$
$U_3 = U_B - \frac{\overline{S_{41}}}{\overline{U_B}} Z_4$	$U_3 = 110\,071 - 3\,074j$	$\lvert U_3 \rvert = 110\,114$
$U_2 = U_3 - \frac{\overline{S_{31}}}{\overline{U_3}} Z_3$	$U_2 = 108\,481 - 3\,103j$	$\lvert U_2 \rvert = 108\,526$

Напряжение U_2, найденное при расчете первой магистральной схемы, равно 108,567 кВ, а второй схемы — 108,526 кВ Погрешность составляет всего лишь 0,041 кВ

Вопросы для самопроверки

1. Какие токи в схеме замещения линии электропередачи называются зарядными?
2. С чем связывается условное направление действующих значений токов в линии электропередачи?
3. Запишите алгоритм построения векторной диаграммы токов и напряжений в схеме замещения линии электропередачи при заданных напряжении и токе в конце линии.
4. Какой вывод можно сделать из взаимного расположения векторов по концам линии и при сравнении величин (модулей) напряжений по концам линии?
5. Из каких составляющих складывается баланс мощностей в линии электропередачи?
6. Запишите формулу потерь мощности в линии электропередачи.
7. Запишите формулу для вычисления зарядной мощности в линии электропередачи
8. Запишите формулу для вычисления падения напряжения в линии электропередачи.
9. Какие данные обычно известны при расчете линии электропередачи?
10. Запишите алгоритм расчета линии электропередачи при известных значениях напряжения и тока в конце линии.
11. Запишите алгоритм расчета линии электропередачи при известных значениях напряжения в начале линии и тока в конце.
12. Как строится векторная диаграмма холостого хода линии электропередачи?
13. Какими отличительными свойствами обладает режим холостого хода линии электропередачи?
14. Какие выводы можно сделать из режима вариации реактивной мощности по векторной диаграмме?

15. Какие выводы можно сделать из режима постоянства коэффициента мощности по векторной диаграмме?
16. В чем различие между понятиями «падение напряжения» и «потеря напряжения»?
17. Какой режим линии электропередачи называют натуральным?
18. Какими замечательными свойствами обладает режим натуральной мощности?
19 Что называется пределом передаваемой мощности линии электропередачи?
20. Какие ограничения имеются на величину передаваемой мощности по линии?
21 Какие ограничения имеются на максимальные превышения рабочего напряжения в линиях электропередачи по условиям работы изоляции?
22 От чего зависит пропускная способность линии электропередачи?
23. Какими элементами схем замещения электрических сетей и при каких условиях можно пренебречь?
24. Какие особенности имеет приближенная схема зхамещения трехобмоточного трансформатора?
25 Какие преобразования используют при упрощении схем замещения электрических сетей?
26. Что называют сечением в радиально-магистральных сетях?
27 Какая последовательность вычислений применяется при расчетах радиально-магистральных сетей?
28. Из каких этапов состоит расчет радиально-магистральных сетей?
29 Как определить приближенное потокораспределение мощностей в линии с двусторонним питанием?
30. Из каких этапов состоит расчет линии с двусторонним питанием?
31. Какая точка в сети называется точкой потокораздела?
32 В чем отличие расчета линии с двусторонним питанием в случае разных напряжений по концам линии?



ГЛАВА 3

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ СЛОЖНЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕОРИИ ГРАФОВ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Электрические сети современных ЭЭС насчитывают сотни и даже тысячи ЛЭП и трансформаторов. Расчеты режимов сложных электрических сетей требуют специальных моделей для изображения схем и компактной записи уравнений. Такими моделями являются графы и матрицы.

Линии, трансформаторы и другие элементы электрической сети представляются в расчетах своими схемами замещения, состоящими из ветвей с сопротивлениями и проводимостями. Все шины электрических станций и подстанций являются узловыми точками сети. Число этих узловых точек, или узлов, схемы сети обозначим буквой n, а число ветвей, соединяющих эти шины, — m. Если сеть не содержит замкнутых контуров, то число узлов и ветвей различается на единицу: $n = m + 1$. При наличии контуров $n = m + 1 - k$, где k — число независимых контуров.

Графы являются топологическими моделями схем электрических цепей.

По сути, изображение электрической схемы в виде графа повторяет графическое изображение схемы, но без элементов, из которых состоит электрическая цепь. Узлы (вершины графа) соединяются непрерывными линиями (ребрами), на которых при необходимости указывается положительное направление тока или потока мощности.

Элементами ЭЭС, которые моделируются ребрами графа, являются ЛЭП, трансформаторы, реакторы, батареи конденсаторов и др. Как правило, все они имеют П-образные схемы замещения и поэтому содержат элемент связи между двумя граничными узлами — продольную ветвь, и элементы, связывающие узлы с нейтральной точкой системы N, — поперечные ветви (рис. 3.1).

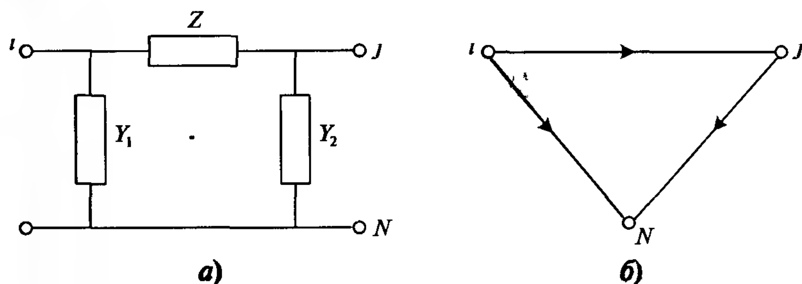


Рис. 3.1. П-образная схема замещения (*а*) и ее граф (*б*)

Для ЛЭП [см. разд. 1, формулу (1.13)]

$$\underline{Z} = \underline{Z}_C \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 l), \tag{3.1}$$

$$\underline{Y}_1 = \underline{Y}_2 = \frac{\operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 l) - 1}{\underline{Z}_C \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 l)} = \frac{1}{\underline{Z}_C} \operatorname{th}\left(\frac{\underline{\gamma}_0 l}{2}\right). \tag{3.2}$$

Обычно $\underline{Z} = (r_0 + jx_0)\, l$ и $\underline{Y}_1 = \underline{Y}_2 = (g_0 + jb_0)\, l/2$.

Для трансформатора [см. разд. 1, формулу (1.42)]

$$\underline{Z} = \frac{\underline{Z}_т}{k_т}, \quad \underline{Y}_1 = \frac{1}{\underline{Z}_т}(1 - k_т) + \underline{Y}_\mu, \quad \underline{Y}_2 = \frac{k_т}{\underline{Z}_т}(k_т - 1) \tag{3.3}$$

при $k_т > 1$. Если $k_т = 1$, то из (3.3) получается Г-образная схема замещения трансформатора.

Для реакторов и батарей конденсаторов, включенных в виде продольных элементов сети, схемы замещения имеют параметры: $\underline{Z} = jX_р$ и $\underline{Z} = -jX_с$. $\underline{Y}_1 = \underline{Y}_2 = 0$ ($\underline{Y}_1$ или $\underline{Y}_2$ может быть отлично от нуля и моделировать потери активной мощности в реакторе или батарее конденсаторов). В случае их включения в виде поперечных ветвей $\underline{Z} = 0$, а $\underline{Y}_1$ и $\underline{Y}_2$ являются одной поперечной ветвью — $\underline{Y}$ шунта: $\underline{Y} = -j\dfrac{1}{X_р}$ и $\underline{Y} = j\dfrac{1}{X_с}$. Аналогично могут быть представлены своими схемами замещения электрические нагрузки [см. разд. 1, формулу (1.53)].

Рассмотрим пример схемы электрической сети, состоящей из ЛЭП и трансформатора (рис. 3.2, *а*). Ее схема замещения — это две соединенные между собой П-образные схемы замещения ЛЭП и трансформатора, а граф состоит из двух графов П-образных схем (рис. 3.2, *б*).

Для более сложных схем, например приведенной на рис. 3.3, *а*, удобно ввести понятие нейтральной плоскости в сети и рассматривать узлы графа сети «висящими» над нейтральной плоскостью *N* и соединенными с ней поперечными ветвями (рис. 3.3, *б*).

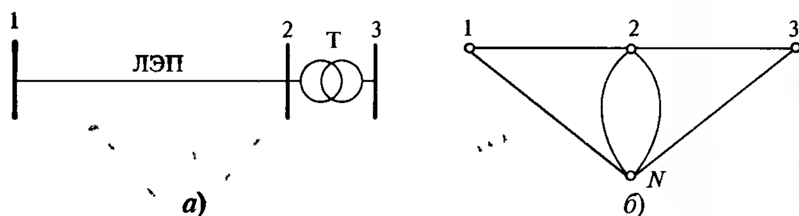


Рис 3 2 Схема простой электрической сети (*а*) и ее граф (*б*)

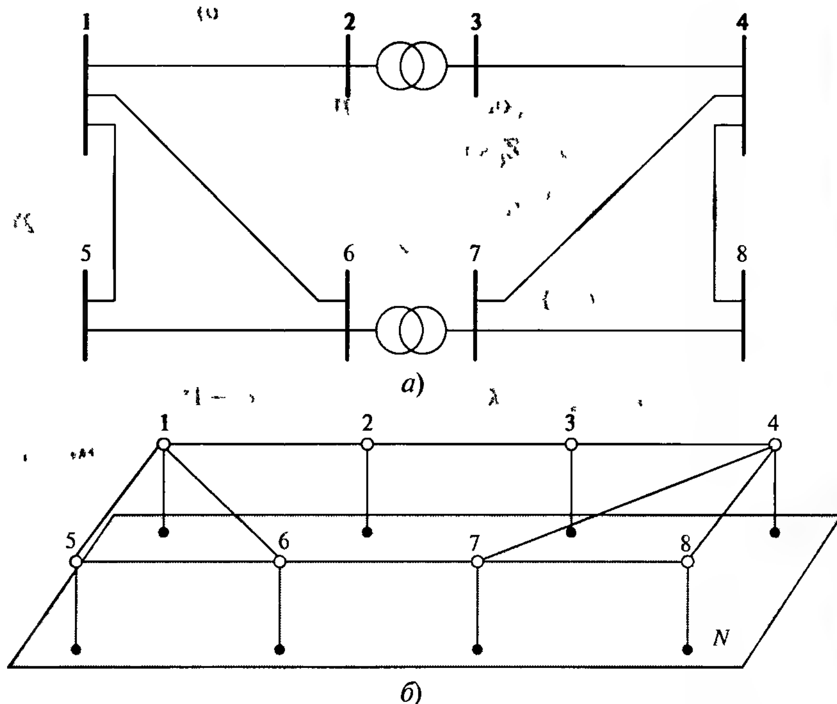


Рис 3 3 Схема электрической сети из восьми узлов и десяти ветвей (*а*) и ее граф (*б*)

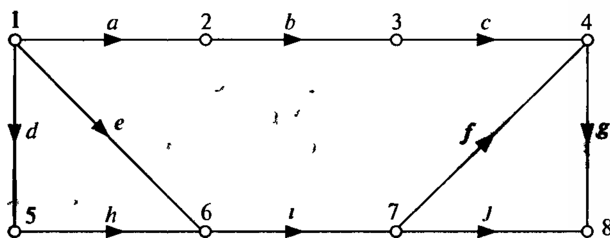


Рис 3 4 Граф сети без изображения ребер, связанных с нейтральной плоскостью

Так как в общем случае каждая вершина графа инцидентна хотя бы одному ребру, связанному с вершиной (плоскостью) N, то при изображении графа эти ребра не показывают (рис 3 4)

Для моделирования топологии схем электрических сетей используют матричные модели, отражающие свойства графов Это матрицы инциденций (соединений)

Первая матрица инциденций **M** определяет связи узлов и ветвей и составляется для направленного графа Она состоит из нулей и единиц Узлам графа ставятся в соответствие строки матрицы, а ветвям — столбцы В каждой строке связанного графа есть хотя бы одна единица Она указывает на наличие связи между соответствующим узлом и ветвями графа Если такая связь имеется, то в столбце ставится единица Знак плюс означает, что направление на ветви задано «от узла», и знак минус — что направление задано «к узлу» Так, для графа на рис 3 4 первая матрица соединений имеет вид

$$\mathbf{M} = \begin{array}{c} \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \end{array} \begin{array}{c} \begin{array}{cccccccccc} a & b & c & d & e & f & g & h & i & j \end{array} \\ \left(\begin{array}{cccccccccc} 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 \end{array}\right) \end{array} . \qquad (3\ 4)$$

Количество единиц в любой строке матрицы указывает на число присоединенных к данному узлу ветвей В каждом столбце матрицы **M** находится ровно две единицы, которые показывают, из какого узла выходит (по направлению) и в какой узел входит ветвь, описанная в данном столбце При этом говорят о начале ветви (узел, отмеченный положительной единицей) и ее конце (отрицательная единица)

Использование матрицы **M** в практических расчетах очень неэффективно, так как требует хранения в памяти компьютера большого числа нулей (нулевых элементов) и занимает много времени в процессе расчета для поиска ненулевых элементов Обычно используется компактная форма этой матрицы — так называемая ленточная

$$\mathbf{L} = \begin{pmatrix} 1 & 2 & 3 & 1 & 1 & 7 & 4 & 6 & 6 & 7 \\ 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 4 & 8 & 5 & 7 & 8 \end{pmatrix} \qquad (3\ 5)$$

В первой строке матрицы **L** указывается номер (имя) начального узла, а во второй строке того же столбца — номер (имя) конечного узла. Пара номеров узлов в столбце образует имя ветви, например для ветви *a* это 1—2.

Ленточная форма графа является самой компактной и применяется при описании топологии схемы электрической сети.

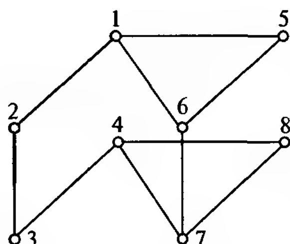


Рис. 3.5. Многослойный граф

Кроме матрицы инциденций **M** для моделирования режимов электрических сетей используется матрица инциденций **N** (вторая матрица соединений). В этой матрице устанавливается связь между независимыми контурами и ветвями графа. Строкам матрицы ставят в соответствие независимые контуры, столбцам — ветви графа. Для составления матрицы **N** необходимо задать направления обхода контуров. При поочередном обходе каждого контура проверяют на совпадение направления обхода контура и ветвей. Если они совпадают, то в соответствующем столбце матрицы **N** ставят положительную единицу, в противном случае — отрицательную (–1). Если ветвь не входит в рассматриваемый контур, то в этом столбце ставится ноль. Так, для графа сети, изображенного на рис. 3.4, в качестве независимых контуры можно выбрать: I — {*d*, *e*, *h*}, II — {*a*, *b*, *c*, *f*, *i*, *e*}, III — {*f*, *g*, *j*}. При обходе указанных контуров по часовой стрелке получается следующая матрица:

$$\mathbf{L} = \begin{matrix} \\ \text{I} \\ \text{II} \\ \text{III} \end{matrix} \begin{matrix} \begin{matrix} a & b & c & d & e & f & g & h & i & j \end{matrix} \\ \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \end{pmatrix} \end{matrix}. \qquad (3.6)$$

В некоторых случаях можно использовать многослойные графы, в которых сеть каждого напряжения располагается в отдельном слое. Получается, что в горизонтальных слоях находятся ветви, моделирующие линии электропередачи, а между ними вертикально изображаются трансформаторные связи (рис. 3.5). Таких слоев может быть столько, сколько ступеней номинального напряжения имеется в сети.

Пример. Восстановить матрицу соединений **M** по ее ленточной форме **L** для графа сети на рис 3 4. Расчет выполним в системе Mathcad.

ORIGIN = 1

$$L = \begin{pmatrix} 1 & 2 & 3 & 1 & 1 & 7 & 4 & 5 & 6 & 7 \\ 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 4 & 8 & 6 & 7 & 8 \end{pmatrix}$$

$j = 1 \,..\, 10$

$M_{(L_{1,j},\, j)} = 1 \qquad M_{(L_{2,j},\, j)} = -1$

M =

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0
2	–1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	–1	1	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	–1	0	0	–1	1	0	0	0
5	0	0	0	–1	0	0	0	1	0	0
6	0	0	0	0	–1	0	0	–1	1	0
7	0	0	0	0	0	1	0	0	–1	1
8	0	0	0	0	0	0	–1	0	0	–1

3.2. МАТРИЧНЫЕ ФОРМЫ МОДЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ИХ РЕЖИМОВ

Каждая продольная ветвь в графе электрической сети характеризуется сопротивлением $\underline{Z}_j = R_j + jX_j$, а поперечная ветвь — проводимостью $\underline{Y}_i = G_i + jB_i$ ($j = 1,2, ..., m$; $i = 1,2, ..., n$), которые образуют матрицы параметров электрической сети: матрицу сопротивлений продольных ветвей и матрицу-столбец проводимостей поперечных ветвей — шунтов:

$$\underline{\mathbf{Z}}_{\text{в}} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_{\text{в}11} & & & \\ & \underline{Z}_{\text{в}22} & & \\ & & \dots & \\ & & & \underline{Z}_{\text{в}mm} \end{pmatrix}, \quad \underline{\mathbf{Y}}_N = \begin{pmatrix} \underline{Z}_{N1} \\ \underline{Z}_{N2} \\ \\ \underline{Z}_{Nn} \end{pmatrix}. \tag{3.7}$$

Здесь $\underline{Z}_{\text{в}jj} = \underline{Z}_j$, а $\underline{Y}_{Ni} = \underline{Y}_i$.

Недиагональные элементы матрицы $\underline{\mathbf{Z}}_{\text{в}}$ обычно равны нулю, хотя в отдельных случаях учитывают взаимные сопротивления ветвей, которые могут быть отличны от нуля, например для близко расположенных ЛЭП возможно наличие взаимной индукции.

Кроме пассивных ветвей в сети существуют активные ветви, содержащие источники ЭДС и тока. Эти ветви, как правило, являются поперечными и моделируют генераторы электрических станций (ЭДС) и потребителей электрической энергии (источники тока) (рис. 3.6, *а*):

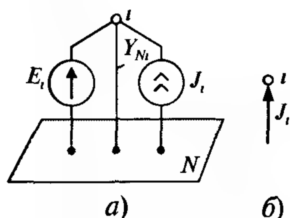


Рис. 3.6. Изображения поперечных ветвей

$$\underline{\mathbf{E}} = \begin{pmatrix} \underline{E}_1 \\ \underline{E}_2 \\ \dots \\ \underline{E}_n \end{pmatrix}, \quad \underline{\mathbf{J}} = \begin{pmatrix} \underline{J}_1 \\ \underline{J}_2 \\ \dots \\ \underline{J}_n \end{pmatrix}. \qquad (3.8)$$

Ветвь с ЭДС в действительности содержит еще и сопротивление и, по сути, является источником напряжения, которое зависит от нагрузки. В установившемся режиме постоянство значения напряжения генераторов электростанций достигается посредством специальных устройств регулирования, поэтому можно пренебречь влиянием сопротивлений генераторов на их напряжение. В дальнейшем будем считать эти ветви источниками ЭДС.

На графе сети принято не изображать шунтирующие проводимости и активные поперечные ветви с ЭДС и источником тока, однако источник тока все же показывают в виде стрелочки, направленной в узел (рис. 3.6, *б*). Это означает, что в сеть «вливается» извне ток генерации или нагрузки (с обратным знаком). Такие токи называются *токами инъекции* (injection current) или *задающими токами.*

Матрицы $\underline{\mathbf{E}}$ и $\underline{\mathbf{J}}$ задают режим работы электрической сети и являются векторами *независимых переменных.* Другие режимные параметры называются *зависимыми переменными.* К ним относятся напряжения в узлах, токи и напряжения в продольных ветвях и ряд других, а именно:

$\underline{\mathbf{U}}$ — матрица напряжений в узлах (узловые напряжения);

$\underline{\mathbf{I}}$ — матрица токов ветвей;

$\Delta\underline{\mathbf{U}}$ — матрица напряжений в ветвях (падения напряжения на сопротивлениях ветвей);

$\underline{\mathbf{S}}_{\text{в}}^{(\text{н})}$ — матрица потоков мощности в начале ветвей;

$\underline{\mathbf{S}}_{\text{в}}^{(\text{к})}$ — матрица потоков мощности в конце ветвей;

$\Delta\underline{\mathbf{S}}_{\text{в}}$ — матрица потерь мощности в ветвях.

3.3. УЗЛОВЫЕ УРАВНЕНИЯ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Рассмотрим направленный граф электрической сети, изображенный на рис. 3.7. Для удобства записи параметров ветвей в матричной форме присвоим каждой ветви порядковый номер

(на рис. 3.7 показаны курсивом). Составим матрицу соединений **M** для этого графа:

$$\mathbf{M}=\begin{pmatrix}-1 & 1 & 0 & 0 & 0\\ 0 & -1 & 0 & -1 & -1\\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0\\ 1 & 0 & 1 & 0 & 1\end{pmatrix}. \qquad (3.9)$$

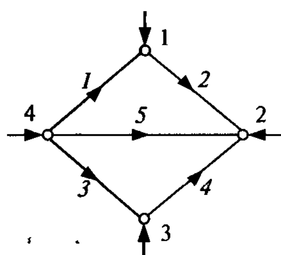


Рис. 3.7. Пример графа электрической сети

Умножим эту матрицу на матрицу токов ветвей:

$$\mathbf{M}\cdot\underline{\mathbf{I}}=\begin{pmatrix}-1 & 1 & 0 & 0 & 0\\ 0 & -1 & 0 & -1 & -1\\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0\\ 1 & 0 & 1 & 0 & 1\end{pmatrix}\begin{pmatrix}\underline{I}_1\\ \underline{I}_2\\ \underline{I}_3\\ \underline{I}_4\\ \underline{I}_5\end{pmatrix}=\begin{pmatrix}-\underline{I}_1+\underline{I}_2\\ -\underline{I}_2-\underline{I}_4-\underline{I}_5\\ -\underline{I}_3+\underline{I}_4\\ \underline{I}_1+\underline{I}_3+\underline{I}_5\end{pmatrix}=\begin{pmatrix}\underline{J}_1\\ \underline{J}_2\\ \underline{J}_3\\ \underline{J}_4\end{pmatrix}. \qquad (3.10)$$

Полученное соотношение является первым законом Кирхгофа в матричной форме записи:

$$\mathbf{M}\cdot\underline{\mathbf{I}}=\underline{\mathbf{J}}. \qquad (3.11)$$

Поскольку к узлам графа электрической сети еще присоединены другие поперечные ветви с ЭДС и проводимостью шунта, то задающий ток в (3.11) включает в себя и токи данных ветвей:

$$\underline{\mathbf{J}}=\underline{\mathbf{J}}_{\text{г}}-\underline{\mathbf{J}}_{\text{н}}-\underline{\mathbf{J}}_{Y}. \qquad (3.12)$$

Здесь $\underline{\mathbf{J}}_{\text{г}}$ — матрица токов генерации (ветви с ЭДС), которые определяются через мощности генерации; $\underline{\mathbf{J}}_{\text{н}}$ — матрица токов нагрузки, которые определяются через мощности нагрузки (имеет обратное направление — от узла); $\underline{\mathbf{J}}_{Y}$ — матрица токов проводимости шунтов, которые зависят от проводимости шунта из матрицы $\underline{\mathbf{Y}}_N$ и напряжения в узле из матрицы $\underline{\mathbf{U}}$ (также имеет обратное направление — от узла, так как моделирует потребление мощности).

Умножив транспонированную матрицу соединений $\mathbf{M}^{\text{т}}$ на матрицу узловых напряжений, получим:

$$\mathbf{M}^{\text{т}}\cdot\underline{\mathbf{U}}=\begin{pmatrix}-1 & 0 & 0 & 1\\ 1 & -1 & 0 & 0\\ 0 & 0 & -1 & 1\\ 0 & -1 & 1 & 0\\ 0 & -1 & 0 & 1\end{pmatrix}\cdot\begin{pmatrix}\underline{U}_1\\ \underline{U}_2\\ \underline{U}_3\\ \underline{U}_4\end{pmatrix}=\begin{pmatrix}-\underline{U}_1+\underline{U}_4\\ \underline{U}_1-\underline{U}_2\\ -\underline{U}_3+\underline{U}_4\\ -\underline{U}_2+\underline{U}_3\\ -\underline{U}_2+\underline{U}_4\end{pmatrix}=\begin{pmatrix}\Delta\underline{U}_1\\ \Delta\underline{U}_2\\ \Delta\underline{U}_3\\ \Delta\underline{U}_4\\ \Delta\underline{U}_5\end{pmatrix}, \qquad (3.13)$$

или

$$\Delta\underline{\mathbf{U}} = \mathbf{M}^{\mathrm{т}} \cdot \underline{\mathbf{U}}. \tag{3.14}$$

По закону Ома в матричной форме записи имеем

$$\Delta\underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{Z}}_{\mathrm{в}} \cdot \underline{\mathbf{I}} \tag{3.15}$$

или

$$\underline{\mathbf{I}} = \underline{\mathbf{Z}}_{\mathrm{в}}^{-1} \cdot \Delta\underline{\mathbf{U}}. \tag{3.16}$$

Подставив в (3.11) выражение (3.16) для матрицы токов ветвей и затем (3.14), получим

$$\mathbf{M} \cdot \underline{\mathbf{Z}}_{\mathrm{в}}^{-1} \cdot \mathbf{M}^{\mathrm{т}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{J}}. \tag{3.17}$$

Введем обозначение

$$\underline{\mathbf{Y}} = \mathbf{M} \cdot \underline{\mathbf{Z}}_{\mathrm{в}}^{-1} \cdot \mathbf{M}^{\mathrm{т}}, \tag{3.18}$$

тогда (3.17) приобретет вид

$$\underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{J}}. \tag{3.19}$$

Полученное соотношение является уравнением узловых напряжений (потенциалов) в матричной форме записи. Матрицу $\underline{\mathbf{Y}}$ называют *матрицей узловых проводимостей электрической сети.*

Рассмотрим структуру этой матрицы, для чего выполним матричные перемножения в (3.18). Заметим, что обратная матрица сопротивлений ветвей легко получается в силу своего диагонального вида — ее элементы суть обратные величины к сопротивлениям ветвей.

Вначале перемножим первые две матрицы матричного произведения (3.18):

$$\mathbf{M} \cdot \underline{\mathbf{Z}}_{\mathrm{в}}^{-1} = \begin{pmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{1}{\underline{Z}_1} & & & & \\ & \frac{1}{\underline{Z}_2} & & & \\ & & \frac{1}{\underline{Z}_3} & & \\ & & & \frac{1}{\underline{Z}_4} & \\ & & & & \frac{1}{\underline{Z}_5} \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{pmatrix} -\frac{1}{\underline{Z}_1} & \frac{1}{\underline{Z}_2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{\underline{Z}_2} & 0 & -\frac{1}{\underline{Z}_4} & -\frac{1}{\underline{Z}_5} \\ 0 & 0 & -\frac{1}{\underline{Z}_3} & \frac{1}{\underline{Z}_4} & 0 \\ \frac{1}{\underline{Z}_1} & 0 & -\frac{1}{\underline{Z}_3} & 0 & -\frac{1}{\underline{Z}_5} \end{pmatrix} \tag{3.20}$$

Умножим правую часть матрицы (3.20) на $\mathbf{M}^{\mathrm{т}}$. В результате получим:

$$\underline{\mathbf{Y}} = \begin{pmatrix} \left(\frac{1}{\underline{Z}_1} + \frac{1}{\underline{Z}_2}\right) & -\frac{1}{\underline{Z}_2} & 0 & -\frac{1}{\underline{Z}_1} \\ -\frac{1}{\underline{Z}_2} & \left(\frac{1}{\underline{Z}_2} + \frac{1}{\underline{Z}_4} + \frac{1}{\underline{Z}_5}\right) & -\frac{1}{\underline{Z}_4} & -\frac{1}{\underline{Z}_5} \\ 0 & -\frac{1}{\underline{Z}_4} & \left(\frac{1}{\underline{Z}_3} + \frac{1}{\underline{Z}_4}\right) & -\frac{1}{\underline{Z}_3} \\ -\frac{1}{\underline{Z}_1} & -\frac{1}{\underline{Z}_5} & -\frac{1}{\underline{Z}_3} & \left(\frac{1}{\underline{Z}_1} + \frac{1}{\underline{Z}_3} + \frac{1}{\underline{Z}_5}\right) \end{pmatrix}. \quad (3.21)$$

Из этой матрицы можно сделать следующие выводы о вычислении ее элементов.

1. Элементы, расположенные на главной диагонали матрицы, вычисляются как сумма проводимостей ветвей, подходящих к соответствующему узлу:

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{j \in \omega_i} \frac{1}{\underline{Z}_j}, \quad (3.22)$$

где $\underline{Y}_{ii}$ — диагональный элемент матрицы $\underline{\mathbf{Y}}$; $\underline{Z}_j$ — сопротивление j-й ветви; ω_i — множество номеров узлов, связанных с i-м узлом.

2. Недиагональные элементы равны проводимостям ветвей, имя каждой из которых состоит из номеров узлов, соответствующих номеру строки и номеру столбца, на пересечении которых находится данный элемент, и взятых с противоположным знаком. Матрица $\underline{\mathbf{Y}}$ является симметричной:

$$\underline{Y}_{ij} = -\frac{1}{\underline{Z}_{ij}}. \quad (3.23)$$

Запишем уравнение узловых напряжений для узла с номером i:

$$\underline{Y}_{i1}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{i2}\underline{U}_2 + \ldots + \underline{Y}_{ii}\underline{U}_i + \ldots + \underline{Y}_{in}\underline{U}_n = \underline{J}_i =$$
$$\underline{I}_{\text{г}i} - \underline{J}_{\text{н}i} - \underline{J}_{Yi} = \underline{J}_{\text{г}i} - \underline{J}_{\text{н}i} - \underline{Y}_{Ni}\underline{U}_i. \quad (3.24)$$

Объединив подобные члены, установим, что в диагональные элементы матрицы $\underline{\mathbf{Y}}$ войдут дополнительные слагаемые Y_{Ni}:

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{j \in \omega_i} \frac{1}{\underline{Z}_j} + \underline{Y}_{Ni}, \quad (3.25)$$

т.е. диагональный элемент будет равен сумме проводимостей всех подходящих к i-му узлу ветвей, включая поперечную ветвь — шунт $\underline{Y}_{Ni}$.

Задающие токи узлов в (3.19) будут состоять только из токов генерации и токов нагрузки. При отсутствии связей с нейтральной плоскостью N система уравнений (3.19) не имеет единственного

решения, так как в этом случае определитель матрицы $\underline{\mathbf{Y}}$ равен нулю. Сумма всех задающих токов в такой сети также равна нулю:

$$\sum_{i=1}^{n} J_i = 0. \tag{3.26}$$

Следовательно, среди всех n узлов можно выделить узел, например с номером n, ток в котором

$$J_n = -\sum_{i=1}^{n-1} J_i. \tag{3.27}$$

Для уравнений узловых напряжений это означает, что одно уравнение лишнее, т.е. зависит от остальных уравнений и может быть получено через их сумму. Поскольку ток в этом узле может быть получен из баланса токов в сети (3.27), то его называют *балансирующим*. Обычно это шины мощной электростанции или системы.

Таким образом, из системы (3.19) исключается одно уравнение и образуется система независимых линейных уравнений порядка $n-1$. Однако ввиду того, что число неизвестных напряжений по-прежнему равно n, в одном из узлов следует задать напряжение по величине и фазе таким, чтобы все напряжения вычислялись относительно этого известного напряжения. Такой узел в сети называется *базисным*. Обычно фазу напряжения базисного узла принимают равной нулю, т.е. вектор напряжения базисного узла совмещают с действительной осью. Остальные узлы называют *независимыми*.

Во многих случаях балансирующий и базисный узлы совмещают — в дальнейшем будем считать, что это один и тот же узел.

Таким образом, после исключения уравнения для базисного балансирующего узла с номером n будем иметь систему уравнений (3.19) с числом уравнений $n-1$, однако в эти уравнения будет входить слагаемое с заданным напряжением базисного узла.

Изменим номер базисного балансирующего узла. Пусть его номер 0 (ноль). Тогда уравнение (3.19) приобретет вид

$$\underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} + \underline{\mathbf{Y}}_0 U_0 = \underline{\mathbf{J}}, \tag{3.28}$$

где $\underline{\mathbf{Y}}_0$ — матрица проводимостей ветвей, связывающих независимые узлы с базисным балансирующим узлом; U_0 — напряжение базисного узла (скаляр).

Матрица узловых проводимостей в (3.28) имеет порядок $n-1$ и определяется через матрицу инциденций **M**, в которой нет одной строки, соответствующей балансирующему узлу.

Необходимо заметить, что в уравнениях (3.15)—(3.17), (3.19), (3.24) и (3.28), где одновременно присутствуют токи и напряжения,

последние даны в фазных значениях, хотя индекс (буква «ф») для простоты опускается. Эти же уравнения можно использовать и для линейных напряжений, однако токи будут увеличены в $\sqrt{3}$ раз и для вычисления истинных значений токов их следует уменьшать в $\sqrt{3}$.

3.4. ФОРМЫ ЛИНЕЙНЫХ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА И ИХ РЕШЕНИЕ

Независимыми переменными в уравнениях установившегося режима могут служить задающие токи узлов и напряжение базисного узла. В этом случае решение уравнения (3.28) может быть записано в виде

$$\underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{Y}}^{-1}(\underline{\mathbf{J}} - \underline{\mathbf{Y}}_0 U_0) = \underline{\mathbf{Z}}(\underline{\mathbf{J}} - \underline{\mathbf{Y}}_0 U_0). \tag{3.29}$$

Здесь $\underline{\mathbf{Z}}$ — матрица узловых сопротивлений.

Численное решение системы уравнений (3.28) выполняют методом Гаусса или другим методом решения системы линейных алгебраических уравнений.

В случае, когда известны мощности в узлах сети — задающие мощности $\underline{S}_i$, токи можно вычислить приближенно по формуле $\underline{J}_i = \underline{S}_i^* / (\sqrt{3}\, U_{\text{ном}})$, $i = 1, \ldots, n-1$. Задающие мощности, так же как и токи, складываются из мощности генерации и мощности нагрузки:

$$\underline{\mathbf{S}} = \underline{\mathbf{S}}_\text{г} - \underline{\mathbf{S}}_\text{н}. \tag{3.30}$$

Другой приближенный подход связан с представлением задающих токов через напряжения и проводимости $J_i = \underline{U}_i \underline{Y}_{Si}$, где $\underline{Y}_{Si}$ — проводимость нагрузки или/и генерации (схема замещения). Для i-го узла имеем:

$$\underline{Y}_{i1}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{i2}\underline{U}_2 + \ldots + \underline{Y}_{ii}\underline{U}_i + \ldots + \underline{Y}_{in-1}\underline{U}_{n-1} + \underline{Y}_{i0}U_0 = \underline{J}_i = \underline{Y}_{Si}\underline{U}_i. \tag{3.31}$$

Объединив подобные члены, получим

$$\underline{Y}_{i1}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{i2}\underline{U}_2 + \ldots + \underline{Y}_{ii}\underline{U}_i + \ldots + \underline{Y}_{in-1}\underline{U}_{n-1} + \underline{Y}_{i0}U_0 = 0, \tag{3.32}$$

где в элемент $\underline{Y}_{ii}$ входит проводимость $\underline{Y}_{Si}$. Знак перед этой проводимостью зависит от того, какая мощность преобладает в узле: плюс, если нагрузка, и минус, если генерация. В матричной форме записи

$$\underline{\mathbf{Y}}\,\underline{\mathbf{U}} + \underline{\mathbf{Y}}_0 U_0 = 0. \tag{3.33}$$

Решением матричного уравнения (3.33) будет

$$\underline{\mathbf{U}} = -\underline{\mathbf{Y}}^{-1}\underline{\mathbf{Y}}_0 U_0 = -\underline{\mathbf{Z}}\,\underline{\mathbf{Y}}_0 U_0. \tag{3.34}$$

Комплексную матрицу узловых проводимостей $\underline{\mathbf{Y}}$ иногда представляют в блочной форме через ее вещественную **G** и мнимую **B** составляющие, и тогда система уравнений (3.33) становится системой с вещественными величинами:

$$(\mathbf{G}+j\mathbf{B})(\mathbf{U}'+j\mathbf{U}'')+(\mathbf{G}_0+j\mathbf{B}_0)U_0=0. \qquad (3.35)$$

После перемножения двучленов в (3.35) будем иметь

$$(\mathbf{GU}'-\mathbf{BU}'')+j(\mathbf{BU}'+\mathbf{GU}'')+\mathbf{G}_0U_0+j\mathbf{B}_0U_0=0. \qquad (3.36)$$

Приравняем отдельно вещественные и мнимые части уравнения (3.36) и получим два матричных уравнения с вещественными величинами:

$$\mathbf{GU}'-\mathbf{BU}''+\mathbf{G}_0U_0=0,\quad \mathbf{BU}'+\mathbf{GU}''+\mathbf{B}_0U_0=0, \qquad (3.37)$$

или в компактной форме

$$\begin{pmatrix}\mathbf{G} & -\mathbf{B}\\ \mathbf{B} & \mathbf{G}\end{pmatrix}\begin{pmatrix}\mathbf{U}'\\ \mathbf{U}''\end{pmatrix}+\begin{pmatrix}\mathbf{G}_0\\ \mathbf{B}_0\end{pmatrix}U_0=0. \qquad (3.38)$$

Решение (3.38) можно записать в виде

$$\begin{pmatrix}\mathbf{U}'\\ \mathbf{U}''\end{pmatrix}=-\begin{pmatrix}\mathbf{G} & -\mathbf{B}\\ \mathbf{B} & \mathbf{G}\end{pmatrix}^{-1}\begin{pmatrix}\mathbf{G}_0\\ \mathbf{B}_0\end{pmatrix}U_0. \qquad (3.39)$$

Пример. Рассчитать напряжения в узлах и токи в ветвях схемы электрической сети, граф которой изображен на рис. 3.7. Исходные данные для расчета и расчет представлен в системе Mathcad.

ORIGIN := 1

Единицы измерения kamp ≡ 1000 amp kvolt ≡ 1000 vol

Исходные данные

Напряжение базисного узла $U_0 := 222$ kvolt

Сопротивления ветвей и задающие токи узлов

$$Z_b := \begin{pmatrix}3.63+j\cdot 13.05\\ 4.84+j\cdot 17.4\\ 2.42+j\cdot 8.7\\ 5.445+j\cdot 19.575\\ 6\,05+j\cdot 21.75\end{pmatrix}\text{ohm} \qquad J := -\begin{pmatrix}0.525-j\cdot 0\,310\\ 0.750+j\cdot 0.370\\ 0.420+j\cdot 0.280\end{pmatrix}\cdot\text{kamp}$$

Расчетные данные

$$i := 1..5 \qquad Y_{b_i} := \frac{1}{Z_{b_i}} \qquad Y_b = \begin{pmatrix}0.02-0\,071i\\ 0.015-0.053i\\ 0.03-0.107i\\ 0.013-0.047i\\ 0.012-0.43i\end{pmatrix}\text{siemens}$$

Модель электрической сети

1. Составление матрицы инциденций узлов и ветвей M

$$M := \begin{pmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \end{pmatrix}$$

2. Формирование диагональной матрицы проводимостей ветвей Y

$Y_{1,1} := Y_{b_1}$

$$Y = \begin{pmatrix} 0.02 - 0.071i & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.015 - 0.053i & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.03 - 0.107i & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.013 - 0.047i & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.012 - 0.043i \end{pmatrix} \text{simens}$$

3. Составление матрицы-столбца проводимостей ветвей, связывающих узлы схемы с базисным узлом Y_0

$$Y_0 := -\begin{pmatrix} Y_{b_1} \\ Y_{b_5} \\ Y_{b_3} \end{pmatrix} \qquad Y_0 := \begin{pmatrix} 0.02 + 0.071i \\ -0.012 + 0.043i \\ -0.03 + 0.107i \end{pmatrix} \text{siemens}$$

4. Получение матрицы узловых проводимостей Y

$Y := M \cdot Y \cdot M^T$

$$Y := \begin{pmatrix} 0.035 - 0.124i & -0.015 + 0.053i & 0 \\ -0.015 + 0.053i & 0.04 - 0.143i & -0.013 + 0.047i \\ 0 & -0.013 + 0.047i & 0.043 - 0.154i \end{pmatrix} \text{siemens}$$

Вычисления

1. Решение системы линейных уравнений методом обратной матрицы

$Z := Y^{-1}$

$$Z := \begin{pmatrix} 2.522 + 9.066i & 1.044 + 3{,}753i & 0.321 + 1.155i \\ 1.044 + 3{,}753i & 2.436 + 8.758i & 0.75 + 2.695i \\ 0.321 + 1.155i & 0.75 + 2.695i & 1.906 + 6.852i \end{pmatrix} \text{ohm}$$

$$U := Z\,(J - Y_0 \cdot U_0) \qquad U = \begin{pmatrix} 215.236 - 6.802i \\ 214.152 - 8.236i \\ 217.195 - 4.595i \end{pmatrix} \text{kvolt}$$

2. Расчет других параметров режима сети

$$U_b := M^T\,(U - U_0) \qquad U_b = \begin{pmatrix} 6.764 + 6.802i \\ 1.084 + 1{,}434i \\ 4{,}805 + 4{,}595i \\ 3.043 + 3.641i \\ 7{,}848 + 8.236i \end{pmatrix} \text{kvolt}$$

Напряжения ветвей.

$$I := \overrightarrow{\left(Y_b \cdot U_b\right)} \qquad I = \begin{pmatrix} 0.618 - 0.347i \\ 0.093 - 0.037i \\ 0.633 - 0.376i \\ 0.213 - 0.096i \\ 0.445 - 0.237i \end{pmatrix} \text{kamp}$$

Токи ветвей.

3. Проверка результатов: сумма задающих токов должна быть равна току балансирующего узла с обратным знаком

$Js := \Sigma J$ $\quad Js = -1.695 + 0.96i\text{kamp}$ $\quad$ Сумма задающих токов

$I := I_1 + I_3 + I_5$ $\quad I = 1.695 - 0.96i\text{kamp}$ $\quad$ Ток балансирующего узла (знаки с учетом направлений токов на схеме сети)

3.5. НЕЛИНЕЙНЫЕ УРАВНЕНИЯ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Так как во многих случаях расчеты ведутся при заданных мощностях нагрузок и генерации, то их следует ввести в уравнения установившегося режима.

Мощность в трехфазной сети в симметричных режимах выражается суммарной мощностью всех трех фаз:

$$\underline{S}_i = \sqrt{3}\,\underline{U}_i \underline{J}_i^*. \tag{3.40}$$

В матричной форме это выражение можно записать, используя операцию диагонализации матрицы $\underline{\mathbf{U}}$. Матрица diag $\{\underline{\mathbf{U}}\}$ есть квадратная матрица, в которой элементы матрицы $\underline{\mathbf{U}}$ расположены по главной диагонали, а все остальные элементы равны нулю. Тогда

$$\underline{\mathbf{S}} = \sqrt{3}\,\mathrm{diag}\,\{\underline{\mathbf{U}}\}\,\underline{\mathbf{J}}^*. \tag{3.41}$$

Уравнение установившегося режима

$$\underline{\mathbf{Y}}\underline{\mathbf{U}} + \underline{\mathbf{Y}}_0 U_0 = \underline{\mathbf{J}}$$

записано для фазных токов и напряжений. Умножив обе части этого уравнения на $\sqrt{3}$ и применив к величинам этого уравнения операцию сопряжения, получим

$$\underline{\mathbf{Y}}^*\underline{\mathbf{U}}^* + \underline{\mathbf{Y}}_0^* U_0 = \sqrt{3}\,\underline{\mathbf{J}}^*. \tag{3.42}$$

В левой части этого уравнения после умножения на $\sqrt{3}$ напряжения стали линейными.

Умножим левую и правую части уравнения (3.42) слева на матрицу diag $\{\underline{\mathbf{U}}\}$, получим

$$\mathrm{diag}\,\{\underline{\mathbf{U}}\}(\underline{\mathbf{Y}}^*\underline{\mathbf{U}}^* + \underline{\mathbf{Y}}_0^* U_0) = \sqrt{3}\,\mathrm{diag}\,\{\underline{\mathbf{U}}\}\,\underline{\mathbf{J}}^* = \underline{\mathbf{S}}. \tag{3.43}$$

Система уравнений (3.43) является системой нелинейных уравнений установившегося режима. В зависимости от формы представления комплексных величин применяют две основные формы этой системы уравнений.

Вначале рассмотрим алгебраическую форму записи. Для i-го узла имеем

$$\left(U_i' + jU_i''\right)\sum_{j=0}^{n-1}\left(G_{ij} - jB_{ij}\right)\left(U_j' - jU_j''\right) = P_i + jQ_i. \tag{3.44}$$

После перемножения двучленов и разделения уравнения на два уравнения с вещественными величинами получим систему $2(n-1)$ алгебраических уравнений:

$$\begin{aligned} -U_i'\sum_{j=0}^{n-1}\left(G_{ij}U_j' - B_{ij}U_j''\right) + U_i''\sum_{j=0}^{n-1}\left(B_{ij}U_j' + G_{ij}U_j''\right) &= P_i, \\ -U_i'\sum_{j=0}^{n-1}\left(B_{ij}U_j' + G_{ij}U_j''\right) + U_i''\sum_{j=0}^{n-1}\left(G_{ij}U_j' - B_{ij}U_j''\right) &= Q_i. \end{aligned} \tag{3.45}$$

Здесь $i = 1, \ldots, n - 1$.

Тригонометрическая форма нелинейных уравнений установившегося режима может быть получена, если комплексные величины в уравнении (3.39) записать в виде

$$\underline{U}_i = U_i e^{j\delta_i},\ \underline{Y}_{ij}^* = Y_{ij}e^{-j\psi_{ij}},\ \underline{U}_j^* = U_j e^{-j\delta_j}. \tag{3.46}$$

Тогда

$$U_i\sum_{j=0}^{n-1} Y_{ij}U_j e^{j\left(\delta_i - \psi_{ij} - \delta_j\right)} = P_i + jQ_i. \tag{3.47}$$

Уравнение (3.47) в тригонометрической форме имеет вид

$$U_i\sum_{j=0}^{n-1} Y_{ij}U_j\left(\cos\left(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}\right) + j\sin\left(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}\right)\right) = P_i + jQ_i, \tag{3.48}$$

а после разделения на два вещественных уравнения —

$$\begin{aligned} U_i\sum_{j=0}^{n-1} Y_{ij}U_j\cos\left(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}\right) &= P_i, \\ U_i\sum_{j=0}^{n-1} Y_{ij}U_j\sin\left(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}\right) &= Q_i. \end{aligned} \tag{3.49}$$

Обычно вместо угла ψ_{ij} используют дополняющий до 90° угол $\alpha_{ij} = 90 - \psi_{ij}$.

Тогда $\cos(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) = \cos(\delta_i - \delta_j - 90° + \alpha_{ij})$, а с учетом четности функции $\cos(\delta_i - \delta_j - 90° + \alpha_{ij}) = \cos(90° - \delta_i + \delta_j - \alpha_{ij})$. Имея в виду, что $\cos(90° - \beta) = \sin\beta$, получим: $\cos(90° - \delta_i + \delta_j - \alpha_{ij}) = \sin(\delta_i - \delta_j + \alpha_{ij})$.

Аналогично $\sin(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) = \sin(\delta_i - \delta_j - 90 + \alpha_{ij}) = -\sin(90° - \delta_i + \delta_j - \alpha_{ij})$ в силу нечетности функции синус. Так как $\sin(90° - \beta) = \cos\beta$, то $-\sin(90° - \delta_i + \delta_j - \alpha_{ij}) = -\cos(\delta_i - \delta_j + \alpha_{ij})$. Подставляя полученные соотношения в (3.49), имеем

$$U_i \sum_{j=0}^{n-1} Y_{ij} U_j \sin(\delta_i - \delta_j + \alpha_{ij}) = P_i,$$
$$-U_i \sum_{j=0}^{n-1} Y_{ij} U_j \cos(\delta_i - \delta_j + \alpha_{ij}) = Q_i. \qquad (3.50)$$

В этой системе нелинейных уравнений установившегося режима искомыми переменными являются модули и фазовые углы напряжений, в то время как в уравнениях (3.45) неизвестными являются вещественная и мнимая составляющие напряжений.

Пример. Рассчитать напряжения в узлах и потоки мощности в ветвях схемы сети, граф, которой изображен на рис. 3.7. Исходные данные для расчета и расчет представлены в системе Mathcad.

ORIGIN := 1

Единицы измерения kvolt ≡ 1000·volt MVA ≡ 103·kvolt·amp

Mwatt ≡ MVA Mvar ≡ MVA

Исходные данные

$$P_L := \begin{pmatrix} 70 \\ 120 \\ 120 \end{pmatrix} \cdot \text{Mwatt} \quad Q_L := \begin{pmatrix} 30 \\ 65 \\ 70 \end{pmatrix} \cdot \text{Mvar}$$ Мощности нагрузок узлов

$S_L := P_L + i \cdot Q_L$ Комплексы мощностей нагрузок узлов

$S := -S_L$ Задающие мощности узлов

Unom := 220·kvolt Номинальное напряжение сети

U0 := 222·kvolt Напряжение базисного узла

Модель электрической сети

1. Расчетные параметры ЛЭП

$Z := \overrightarrow{z0 \cdot 1}$ $B := \overrightarrow{i \cdot b0 \cdot 1}$

$$Z = \begin{pmatrix} 11.858 + 42.63i \\ 9.075 + 32.625i \\ 11.76 + 51.48i \\ 8.625 + 48.3i \\ 10.8 + 60.48i \end{pmatrix} \text{ohm} \qquad B = \begin{pmatrix} 2.548i \times 10^{-4} \\ 1.95i \times 10^{-4} \\ 3.168i \times 10^{-4} \\ 3.105i \times 10^{-4} \\ 3.888i \times 10^{-4} \end{pmatrix} \text{siemens}$$

2. Составление матрицы инциденций узлов и ветвей **M**

$$M := \begin{pmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \end{pmatrix}$$

3. Формирование матрицы проводимостей ветвей Y_b

$i := 1 .. 5$

$$Y_{b_{i,i}} := \left(\frac{1}{Z_i}\right)$$

$$Y_b := \begin{pmatrix} 0.006-0.022i & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.008-0.028i & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.004-0.018i & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.004-0.02i & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.003-0{,}016i \end{pmatrix} \text{siemens}$$

4. Получение матрицы узловых проводимостей Y

$Y := M \cdot Y_b \cdot M^T$

$$Y = \begin{pmatrix} 0.014-0.051i & -0.008+0.028i & 0 \\ -0.008+0.028i & 0.014-0.065i & -0.004+0.02i \\ 0 & -0.004+0.021i & 0.008-0.039i \end{pmatrix} \text{siemens}$$

5. Емкостные проводимости поперечных ветвей Yc

$$Y_{c1} := \frac{B_1+B_2}{2} \qquad Y_{c2} := \frac{B_2+B_5+B_4}{2} \qquad Y_{c3} := \frac{B_3+B_4}{2}$$

6. Корректировка диагональных элементов матрицы Y

$$Y_{1,1} := Y_{1,1} + Y_{c1} \qquad Y_{2,2} := Y_{2,2} + Y_{c2} \qquad Y_{3,3} := Y_{3,3} + Y_{c3}$$

7. Расширение матрицы узловых проводимостей путем добавления столбца для базисного балансирующего узла

$$Y_{1,4} := \frac{-1}{Z_1} \qquad Y_{2,4} := \frac{-1}{Z_5} \qquad Y_{3,4} := \frac{-1}{Z_3}$$

$$Y = \begin{pmatrix} 0.014-0.05i & -0.008+0.028i & 0 & -0.006+0.022i \\ -0.008+0.028i & 0.014-0.064i & -0.004+0.02i & -0.003+0.016i \\ 0 & -0.004+0.02i & 0.008-0.038i & -0.004+0.018i \end{pmatrix} \text{siemens}$$

Вычисления

1. Решение системы нелинейных уравнений установившегося режима

Начальные приближения

$U1 := (1{,}0 - i \cdot 0.15) \cdot Unom \qquad U2 := U1 \qquad U3 := U1$

Решающий блок — приближенное решение

Given

$$U1\cdot\left(\overline{Y_{1,1}}\cdot\overline{U1}+\overline{Y_{1,2}}\cdot\overline{U2}+\overline{Y_{1,3}}\ \overline{U3}+\overline{Y_{1,4}}\ \ U0\right)=S_1$$

$$U2\cdot\left(\overline{Y_{2,1}}\ \ \overline{U1}+\overline{Y_{2,2}}\ \ \overline{U2}+\overline{Y_{2,3}}\cdot\overline{U3}+\overline{Y_{2,4}}\ \ U0\right)=S_2$$

$$U3\ \left(\overline{Y_{3,1}}\cdot\overline{U1}+\overline{Y_{3,2}}\ \ \overline{U2}+\overline{Y_{3,3}}\cdot\overline{U3}+\overline{Y_{3,4}}\ \ U0\right)=S_3$$

$$\begin{pmatrix}U1\\U2\\U3\end{pmatrix}:=\mathrm{Find}(U1,U2,U3)\qquad \begin{pmatrix}U1\\U2\\U3\end{pmatrix}=\begin{pmatrix}206.886-18.347i\\202\ 435-22\ 87i\\199\ 97-23.759i\end{pmatrix}\mathrm{kvolt}$$

Результат решения — узловые напряжения (в экспоненциальной форме записи)

$$\begin{pmatrix}|U1|\\|U2|\\|U3|\end{pmatrix}=\begin{pmatrix}207.698\\203.722\\201.377\end{pmatrix}\mathrm{kvolt}\qquad \begin{pmatrix}\arg(U1)\\\arg(U2)\\\arg(U3)\end{pmatrix}=\begin{pmatrix}-5.068\\-6.446\\-6.776\end{pmatrix}\mathrm{deg}$$

2. Расчет других параметров режима сети

Напряжения в начале и конце ветвей и токи узлов ветвей

$$U_b:=\begin{pmatrix}U0\\U1\\U0\\U3\\U0\end{pmatrix}\quad U_c:=\begin{pmatrix}U1\\U2\\U3\\U2\\U2\end{pmatrix}\quad I:=\overrightarrow{\frac{U_b-U_c}{\sqrt{3}}\cdot\frac{1}{Z}}\qquad \left|\vec{I}\right|=\begin{pmatrix}310.156\\108.203\\354.244\\30.822\\282.841\end{pmatrix}\mathrm{amp}$$

Мощности в начале и конце ветвей

$$S_b:=\overrightarrow{\sqrt{3}\cdot U_b\ \bar{I}}-\overrightarrow{\left(\left|\overrightarrow{U_b}\right|\right)^2\ \frac{B}{2}}\qquad S_b=\begin{pmatrix}109.002+42.109i\\35.58+11\ 581i\\117.999+60.237i\\-6.428-14.913i\\93.783+45.49i\end{pmatrix}\mathrm{MVA}$$

$$S_c:=\overrightarrow{\sqrt{3}\cdot U_c\cdot\bar{I}}-\overrightarrow{\left(\left|\overrightarrow{U_c}\right|\right)^2\cdot\frac{B}{2}}\qquad S_c=\begin{pmatrix}105.58+41\ 581i\\35.262+18.688i\\113.572+55.087i\\-6\ 453-2.312i\\91\ 191+48\ 624i\end{pmatrix}\mathrm{MVA}$$

Потери мощности в ветвях

$$dP := \mathrm{Re}\left(S_b - S_e\right) \qquad dP = \begin{pmatrix} 3.422 \\ 0.319 \\ 4.427 \\ 0.025 \\ 2.592 \end{pmatrix} \mathrm{Mvatt}$$

$$dQ := \mathrm{Im}\left(S_b - S_e\right) \qquad dQ = \begin{pmatrix} 0.528 \\ -7.107 \\ 5.15 \\ -12.601 \\ -3.134 \end{pmatrix} \mathrm{Mvatt}$$

3. Проверка результатов расчета: сумма мощностей узлов, потерь и зарядной мощности в сети должна быть равна мощности балансирующего узла

$$\sum P_L + \sum dP + i \cdot \left(\sum Q_L + \sum dQ\right) = 320.785 + 147.836i\mathrm{MVA}$$

Мощность балансирующего узла $S_{b_1} + S_{b_3} + S_{b_5} = 320.785 + 147.836i\mathrm{MVA}$

Вопросы для самопроверки

1. Из каких элементов состоит граф электрической сети?
2. Какие ветви графа соединяются с нейтральной плоскостью трехфазной системы?
3. Какие матрицы используются для моделирования топологии схем электрических сетей?
4. Чем характеризуется продольная и поперечная ветви графа электрической сети?
5. Чем характеризуется узел графа электрической сети?
6. Какие переменные, характеризующие режим работы электрической сети, являются независимыми?
7. Запишите первый закон Кирхгофа в матричной форме.
8. Из каких составляющих складывается задающий ток узла электрической сети?
9. Запишите закон Ома в матричной форме.
10. Как составить матрицу узловых проводимостей?
11. Какой узел в схеме сети называется балансирующим?
12. Какой узел в схеме сети называется базисным?
13. Какими методами можно решить линейные уравнения установившегося режима?
14. Что дает представление нагрузки в виде проводимости поперечной ветви?
15. Каким образом можно перейти к уравнениям установившегося режима, которые содержат только вещественные переменные?
16. Каким образом можно перейти к нелинейным уравнениям установившегося режима?
17. Относительно каких переменных решаются уравнения установившегося режима в алгебраической форме записи?
18. Относительно каких переменных решаются уравнения установившегося режима в тригонометрической форме записи?



ГЛАВА 4

БАЛАНС МОЩНОСТЕЙ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭЭС

4.1. БАЛАНС АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Электроэнергия, вырабатываемая на электрических станциях в ЭЭС за сколь угодно малый ощутимый для человека промежуток времени, тут же потребляется нагрузками и расходуется на потери при ее передаче. Говорят, что имеет место одновременность процессов выработки и потребления электроэнергии.

Суммарная активная мощность генерации в ЭЭС $\Sigma P_г$ в каждый момент времени равна потребляемой мощности $\Sigma P_п$ То же самое можно сказать относительно реактивных мощностей $\Sigma Q_г$ и $\Sigma Q_п$:

$$\Sigma P_г = \Sigma P_п = \Sigma P_н + \Sigma P_{сн} + \Sigma \Delta P, \qquad (4\ 1)$$

$$\Sigma Q_г = \Sigma Q_п = \Sigma Q_н + \Sigma Q_{сн} + \Sigma \Delta Q - \Sigma Q_с, \qquad (4.2)$$

где $\Sigma P_н$ и $\Sigma Q_н$ — суммарные активная и реактивная мощности нагрузок ЭЭС; $\Sigma P_{сн}$ и $\Sigma Q_{сн}$ — суммарные активная и реактивная мощности собственных нужд электростанций, $\Sigma \Delta P$ и $\Sigma \Delta Q$ — суммарные активные и реактивные потери мощности в ЭЭС; $\Sigma Q_с$ — суммарная зарядная мощность ЛЭП.

Уравнения (4.1) и (4.2) представляют так называемый баланс мощностей, который является составной частью баланса мощности в ЭЭС, учитывающего выработку не только электрической энергии, но и тепла.

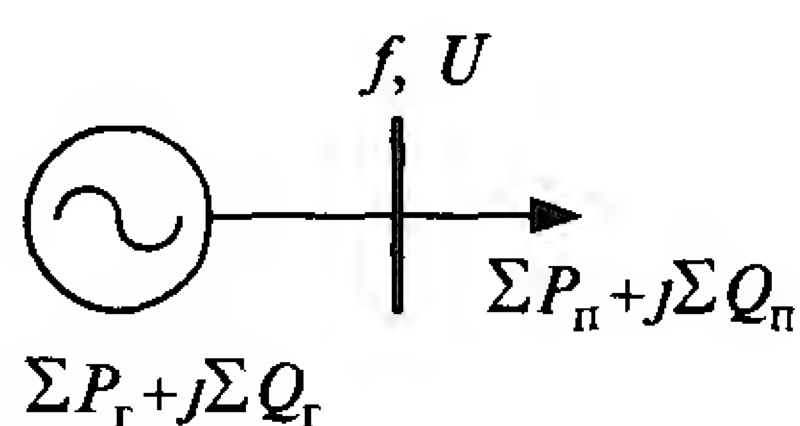


Рис 4 1 Эквивалентная схема ЭЭС

Рассмотрим эквивалентную схему ЭЭС, в которой эквивалентный генератор вырабатывает суммарную мощность энергосистемы $\Sigma P_г + j\Sigma Q_г$, которая передается на приемные шины, с которых питаются все нагрузки ЭЭС посредством электрических сетей, включая мощности собственных нужд электростанций (рис. 4 1) В простейшем

случае в этой схеме может быть установлен один реальный генератор, который будет питать некоторую нагрузку, расположенную в непосредственной близости от генератора.

В установившемся режиме мощности нагрузки представляются их статическими характеристиками по частоте и напряжению:

$$P_{\text{н}} = \varphi_p(f,\ U) \text{ и } Q_{\text{н}} = \varphi_q(f,\ U). \qquad (4.3)$$

Суммарные мощности потребления в ЭЭС также зависят от частоты и напряжения:

$$P_{\text{п}} = \varphi_p(f,\ U) \text{ и } Q_{\text{п}} = \varphi_q(f,\ U). \qquad (4\ 4)$$

Следовательно, баланс мощностей в ЭЭС отвечает определенным значениям частоты и напряжения.

Частота и напряжения в ЭЭС не могут оставаться постоянными, так как потребление активной и реактивной мощностей непрерывно изменяется. ГОСТ 13109—97 определяет требования к показателям качества электрической энергии, среди которых основными являются отклонения частоты от номинальной Δf и отклонения напряжения на шинах электроприемников V:

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}}, \quad V = (U - U_{\text{ном}})/U_{\text{ном}}.$$

Нормальное отклонение частоты переменного тока в ЭЭС в соответствии с ГОСТ составляет ±0,2 Гц, а предельно допустимое ±0,4 Гц, нормальное отклонение напряжения на выводах электроприемников составляет ±5%, а предельно допустимое ±10% (для специальных электроприемников и электрооборудования электрических систем имеются также и другие требования, см. разд. 2).

С учетом (4.4) баланс мощностей (4.1) и (4.2) можно переписать так:

$$\Sigma P_{\text{г}} = \varphi_p(f,\ U), \qquad (4.5)$$

$$\Sigma Q_{\text{г}} = \varphi_q(f,\ U). \qquad (4.6)$$

Обозначим параметры некоторого исходного режима индексом 0 (ноль), тогда при каких-либо малых отклонениях от исходного режима $\Delta P_{\text{г}} = \Sigma P_{\text{г}} - \Sigma P_{\text{г}0}$ и $\Delta Q_{\text{г}} = \Sigma Q_{\text{г}} - \Sigma Q_{\text{г}0}$ будут иметь место отклонения частоты и напряжения $\Delta f = f - f_0$ и $\Delta U = U - U_0$. При этом уравнения (4.5) и (4 6) можно представить приближенными линеаризованными зависимостями между отклонениями параметров (разложение в ряд Тейлора с сохранением только линейных членов):

$$\sum P_{\text{г}0} + \Delta P_{\text{г}} = \varphi_p(f_0, U_0) + \frac{\partial \varphi_p}{\partial f}\Delta f + \frac{\partial \varphi_p}{\partial U}\Delta U,$$

$$\sum Q_{г0} + \Delta Q_г = \varphi_q(f_0, U_0) + \frac{\partial\varphi_q}{\partial f}\Delta f + \frac{\partial\varphi_q}{\partial U}\Delta U,$$

где частные производные вычислены в точках f_0 и U_0

С учетом того, что в исходном режиме соблюдается баланс мощности

$$\Sigma P_{г0} = \varphi_p(f_0,\ U_0),$$
$$\Sigma Q_{г0} = \varphi_q(f_0,\ U_0),$$

получим систему линейных алгебраических уравнений·

$$\Delta P_г = a_f \Delta f + a_U \Delta U, \qquad (4.7)$$
$$\Delta Q_г = b_f \Delta f + b_U \Delta U, \qquad (4.8)$$

в которой частные производные обозначены соответственно a_f, a_U, b_f и b_U.

Система уравнений (4 7), (4 8) определяет связь между изменениями частоты и напряжения с генерируемои мощностью при неизменном составе нагрузки.

Обобщенные статические характеристики потребления активной и реактивнои мощностей для ЭЭС показаны на рис 4 2

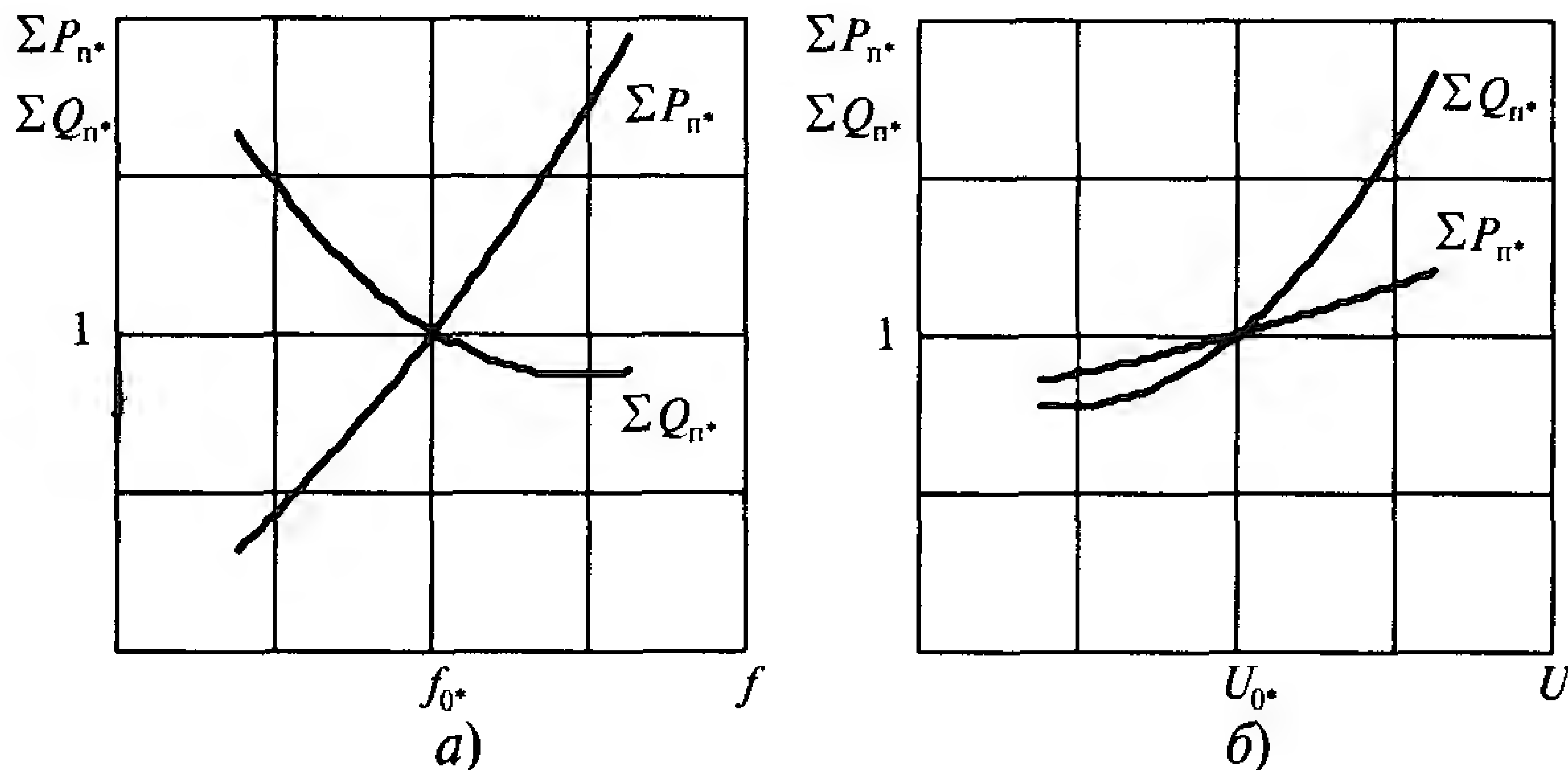


Рис 4 2 Статические характеристики потребления активной и реактивной мощностей по частоте (*а*) и по напряжению (*б*) (в относительных единицах)

Коэффициенты a_f, a_U, b_f и b_U называются *регулирующими эффектами нагрузки по частоте и напряжению.* Чем больше величина этих коэффициентов, тем больше угол наклона линеаризованных зависимостей к оси абсцисс и тем сильнее реакция активной и реактивной мощностей на изменения частоты или напряжения:

$$a_f = \operatorname{tg}\alpha_f,\quad b_f = \operatorname{tg}\beta_f;$$

$$a_U = \operatorname{tg}\alpha_U,\quad b_U = \operatorname{tg}\beta_U,$$

где α_f, α_U, β_f, β_U — углы касательных к оси абсцисс в точках f_0 и U_0 для соответствующих статических характеристик

Решим систему уравнений (4.7) и (4.8). Для этого перепишем ее в матричном виде:

$$\begin{pmatrix}\Delta P_г\\ \Delta Q_г\end{pmatrix} = \begin{pmatrix}a_f & a_U\\ b_f & b_U\end{pmatrix}\cdot\begin{pmatrix}\Delta f\\ \Delta U\end{pmatrix}. \quad (4.9)$$

Найдем матрицу, обратную к $\begin{pmatrix}a_f & a_U\\ b_f & b_U\end{pmatrix}$, для чего умножим на нее слева обе части уравнения (4.9). Определитель исходной матрицы

$$\Delta = a_f b_U - a_U b_f$$

есть положительная величина, так как $a_f b_U > 0$, а $a_U b_f < 0$ (см рис. 4.2). В результате имеем

$$\begin{pmatrix}\Delta f\\ \Delta U\end{pmatrix} = \frac{1}{\Delta}\begin{pmatrix}b_U & -a_U\\ -b_f & a_f\end{pmatrix}\cdot\begin{pmatrix}\Delta P_г\\ \Delta Q_г\end{pmatrix} \quad (4\ 10)$$

или

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta}(b_U \Delta P_г - a_U \Delta Q_г), \quad (4.11)$$

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta}(-b_f \Delta P_г + a_f \Delta Q_г). \quad (4\ 12)$$

По данным соотношениям можно увидеть влияние изменений генерируемых мощностей на изменение частоты и напряжения

Пусть $\Delta P_г < 0$ и для простоты $\Delta Q_г = 0$. Тогда

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta}(b_U \Delta P_г) < 0 \text{ и } \Delta U = \frac{1}{\Delta}(-b_f \Delta P_г) < 0,$$

откуда следует, что уменьшение $\Sigma P_г$ приводит к снижению как частоты, так и напряжения.

Пусть теперь $\Delta Q_г < 0$, а $\Delta P_г = 0$ В этом случае

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta}(-a_U \Delta Q_г) > 0 \text{ и } \Delta U = \frac{1}{\Delta}(a_f \Delta Q_г) < 0.$$

Отсюда с учетом $a_f \gg a_U$ следует, что уменьшение реактивной мощности в большей степени сказывается на снижении напряжения, чем на изменении частоты.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- при снижении генерируемых мощностей в системе происходит изменение как частоты, так и напряжения;
- снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению и частоты, и напряжения;
- снижение генерируемой реактивной мощности приводит к уменьшению напряжения и незначительному повышению частоты.

Физически повышение частоты при снижении генерируемой реактивной мощности можно объяснить снижением потерь активной мощности в сети, что приводит к уменьшению потребляемой активной мощности в ЭЭС. Аналогичные выводы можно сделать и для положительных изменений генерируемых мощностей.

В результате можно установить, какие воздействия на режим ЭЭС следует предпринять, чтобы осуществить регулирование частоты и напряжения. Так, регулирование частоты достигается за счет изменения генерируемой активной мощности путем изменения пуска энергоносителя (пара или воды) в турбину. Так как величина генерируемой активной мощности определяется требованиями по частоте, то для регулирования напряжения используется изменение реактивной мощности, что в свою очередь требует регулирования тока возбуждения синхронного генератора.

Следует отметить, что частота в ЭЭС одинакова во всех ее точках (рассматриваются только установившиеся режимы), а напряжения различны во всех узлах сети, поэтому, говоря о регулировании напряжения, надо иметь в виду какой-либо один определенный узел или группу узлов, в которых требуется одновременно изменять напряжение (увеличивать или уменьшать).

4.2. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЕРВИЧНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Мощности потребителей меняются в каждый момент времени, причем изменения могут проходить медленно или скачками.

Медленные изменения проявляются изо дня в день почти одинаково, следовательно, их можно прогнозировать. На них накладываются резкие быстрые изменения, носящие, как правило, случайный характер. Причиной резких изменений мощностей являются отключения генераторов, отключения и включения нагрузок, а также включения и отключения элементов электрической сети.

В случае резкого повышения или резкого сброса нагрузки мгновенный небаланс мощности компенсируется кинетической энергией, обусловленной инерцией вращающихся машин (генераторов,

двигателей). Это вызывает понижение (или повышение) частоты. Для устранения отклонения частоты необходимо восстановить равновесие между генерацией и потреблением мощности, что достигается изменением мощности турбины с помощью регулирования пуска в нее энергоносителя.

Рассмотрим характеристики первичных двигателей — тепловых и гидравлических турбин, определяющих изменение их мощности под действием систем регулирования. На рис. 4.3 показана схема преобразования энергии пара или воды в электрическую энергию.

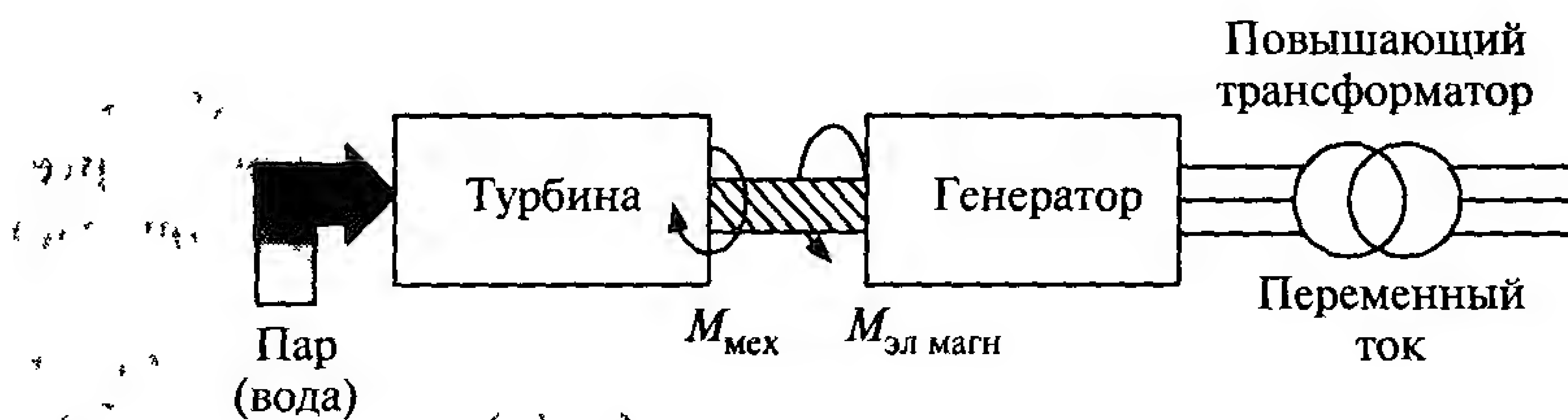


Рис. 4.3 Схема преобразования энергии

В установившемся режиме имеет место равновесие моментов сил на валу турбо- или гидрогенератора: $M_{мех} = M_{эл\,м}$. Мощность, развиваемая турбиной, передается генератору: $P_т = P_г$ при определенной скорости вращения турбины Ω. Мощность турбины зависит от механического момента: $P_т = M_{мех}\Omega$, а мощность генератора — от тока статора генератора: $P_г = \sqrt{3}U_г I_г \cos\varphi$.

Снижение нагрузки в ЭЭС приведет к уменьшению тока в обмотках статора генератора и снижению электромагнитного момента на валу ротора. Механический момент окажется больше электромагнитного момента ($M_{мех} > M_{эл\,м}$), и под воздействием избыточного механического момента скорость вращения ротора начнет увеличиваться.

В случае нерегулируемой турбины ее мощность $P_т$ остается неизменной и с увеличением скорости момент $M_{мех}$ будет снижаться до значения M_1, которое даст новое равновесие моментов сил (рис. 4.4). При этом скорость вращения турбины установится на значении Ω_1. На рис. 4.4 время t_0 обозначает момент снижения нагрузки системы.

В случае регулируемой турбины увеличение ее скорости вращения приведет в действие автоматический регулятор скорости (АРС), который обеспечит уменьшение подачи энергоносителя (пара или воды) в турбину, с тем чтобы сохранить постоянной скорость вращения ротора генератора.

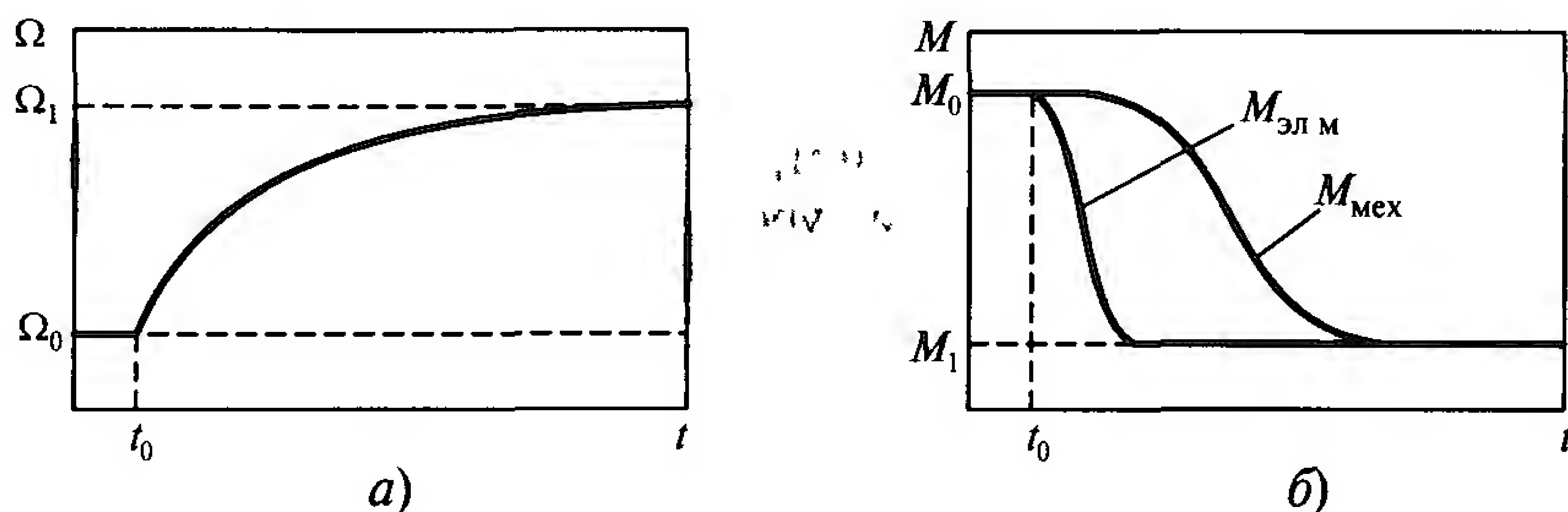


Рис. 4 4. Изменение скорости вращения (*а*) и механического момента (*б*) турбины

Принцип работы АРС основан на обратной отрицательной связи (ООС) системы регулирования: при повышении регулируемого параметра система уменьшает, а при снижении увеличивает подачу энергоносителя.

АРС, который вступает в действие с некоторым запаздыванием $\Delta t_{зап}$, изменит характер процесса. Этот процесс может быть либо апериодическим, либо колебательным (рис. 4.5, *а* и *б*) соответственно. Под действием АРС либо восстановится прежняя скорость Ω_0, либо установится скорость Ω'_0, близкая к Ω_0.

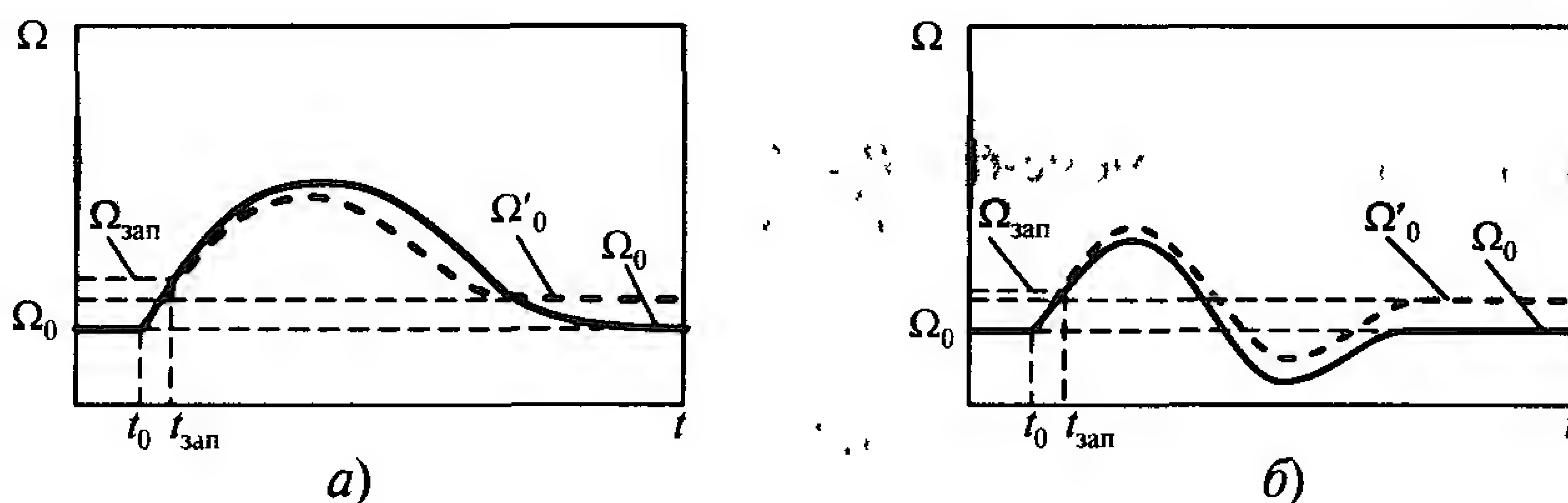


Рис. 4.5. Изменение скорости вращения турбины при апериодическом (*а*) и колебательном (*б*) характерах процесса

В первом случае, когда после изменения нагрузки и окончания переходного процесса АРС восстанавливает прежнюю скорость, регулирование называется *астатическим.* Если же устанавливается скорость, отличная от прежней, то регулирование называется *статическим* и система регулирования также называется *статической.*

Характеристику АРС турбины часто представляют в координатах скорости и мощности генератора (рис. 4.6). В случае нерегулируемой турбины мощность P_0 остается постоянной, а меняется только скорость (прямая *1* — рабочая точка исходного режима *а*,

нового режима *b*). В случае астатического регулирования, наоборот, скорость вращения турбины поддерживается постоянной, при этом мощность регулируется пуском энергоносителя (прямая *2*). При статизме регулятора характеристика наклонена к оси абсцисс (прямая *3*) и при изменении нагрузки ЭЭС скорость не восстанавливается до прежнего значения (рабочая точка *с*). Новая скорость тем сильнее отличается от первоначальной, чем больше статизм системы регулирования, т.е. чем больше угол между характеристикой АРС и осью ординат. Коэффициент $k_г$, равный тангенсу угла наклона характеристики АРС к оси абсцисс, называется *крутизной характеристики регулирования.*

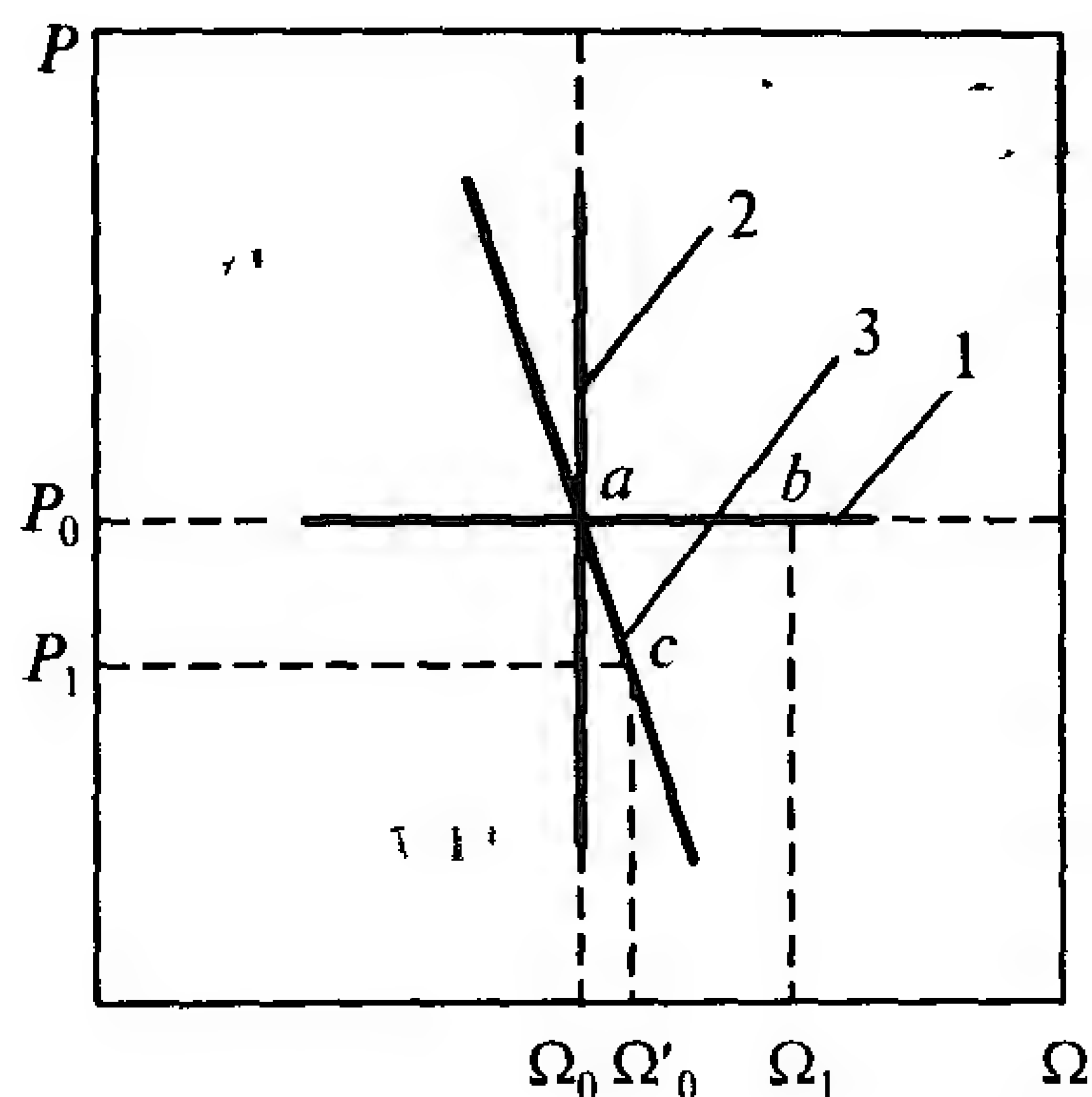


Рис. 4.6 Характеристика АРС

4.3. ПЕРВИЧНОЕ И ВТОРИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

Вновь рассмотрим электрическую систему, представленную эквивалентной схемой на рис. 4.1. Процесс регулирования частоты в этой системе можно проследить с помощью графиков, отражающих зависимость мощности турбины от частоты переменного тока на шинах синхронного генератора (рис. 4.7). В этих координатах характеристика АРС турбины *1* будет выглядеть точно так же, как на рис. 4.6, поскольку частота переменной ЭДС синхронного генератора пропорциональна скорости вращения.

При больших снижениях скорости (а следовательно, и частоты) АРС полностью открывает направляющий аппарат турбины. При этом турбина развивает номинальную мощность. Дальнейшее изменение ее при снижении скорости становится невозможным. На рис. 4.7 такому режиму работы отвечает горизонтальный участок характеристики *1*.

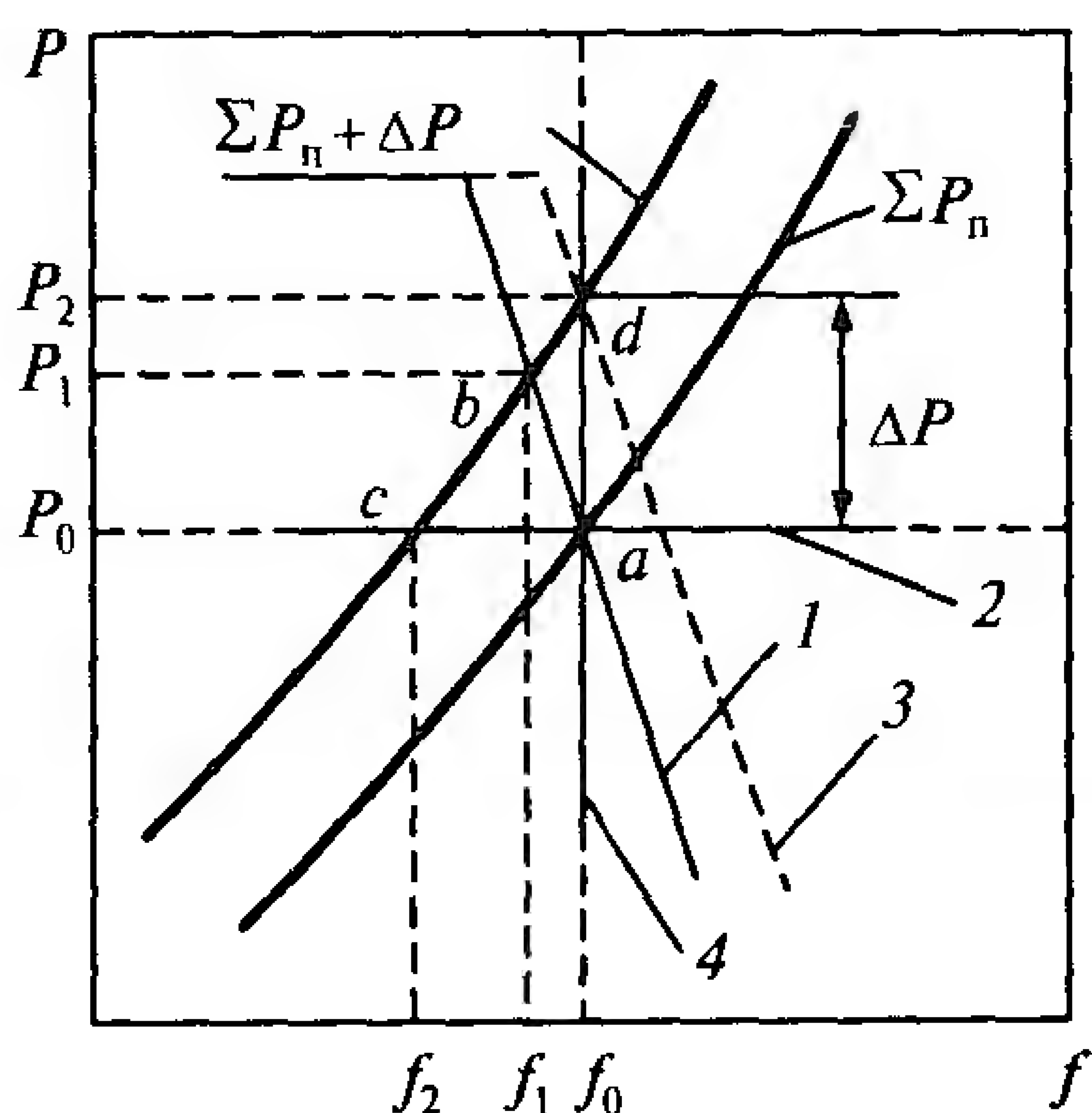


Рис 4.7. Первичное и вторичное регулирования частоты

На рис. 4.7 изображена статическая характеристика активной

мощности потребления ЭЭС по частоте $\Sigma P_п = \varphi_p(f)$. Пересечение характеристик АРС и ЭЭС является рабочей точкой (*a*) исходного режима с частотой f_0. Будем считать, что в этом режиме частота в ЭЭС равна номинальной, т.е. $f_0 = 50$ Гц. Мощность исходного режима обозначим P_0.

Пусть теперь в ЭЭС происходит наброс потребляемой мощности на величину ΔP. Новой нагрузке отвечает статическая характеристика $\Sigma P_п + \Delta P$, расположенная выше характеристики $\Sigma P_п$. Значение частоты f_1, отвечающей режиму увеличенного потребления мощности, вновь определяется пересечением характеристики АРС *1* с новой статической характеристикой потребления (рабочая точка *b*). Из рисунка видно, что $f_1 < f_0$ и $P_1 > P_0$.

При статической характеристике *1*, показанной на рис. 4.7, АРС турбины не восстанавливает частоту до прежнего значения, однако уменьшает отклонение частоты от номинального значения. При отсутствии АРС частота снизилась бы до значения f_2 (точка *c* на прямой *2*, $f_2 < f_1 < f_0$).

Таким образом, регулятор скорости турбины оказывает стабилизирующее действие на частоту в ЭЭС и поэтому часто называется *первичным регулятором частоты*, а процесс изменения частоты под действием этого регулятора — *первичным регулированием частоты*.

Эффективность первичного регулирования частоты зависит от статизма регулятора скорости, который показывает наклон характеристики АРС к осям координат. Меньшему статизму соответствует более крутая характеристика регулирования, которая пересекается с характеристикой ЭЭС при большем значении частоты. При нулевом статизме регулятора (астатическое регулирование) характеристика располагается вертикально (характеристика *4*) и обеспечивает частоту, равную номинальной при любом набросе мощности нагрузки ЭЭС, если, конечно, он не приведет к превышению предельной мощности турбины.

Для дополнительной корректировки частоты после первичного регулирования применяют так называемое *вторичное регулирование*, в процессе которого изменяют мощность турбины уже непосредственно в зависимости от частоты переменного тока в электрической сети.

При вторичном регулировании мощность турбины изменяется дополнительным воздействием на нее регулирующего аппарата, которое выполняет еще одно регулирующее устройство — автоматический регулятор частоты (рис. 4.8).

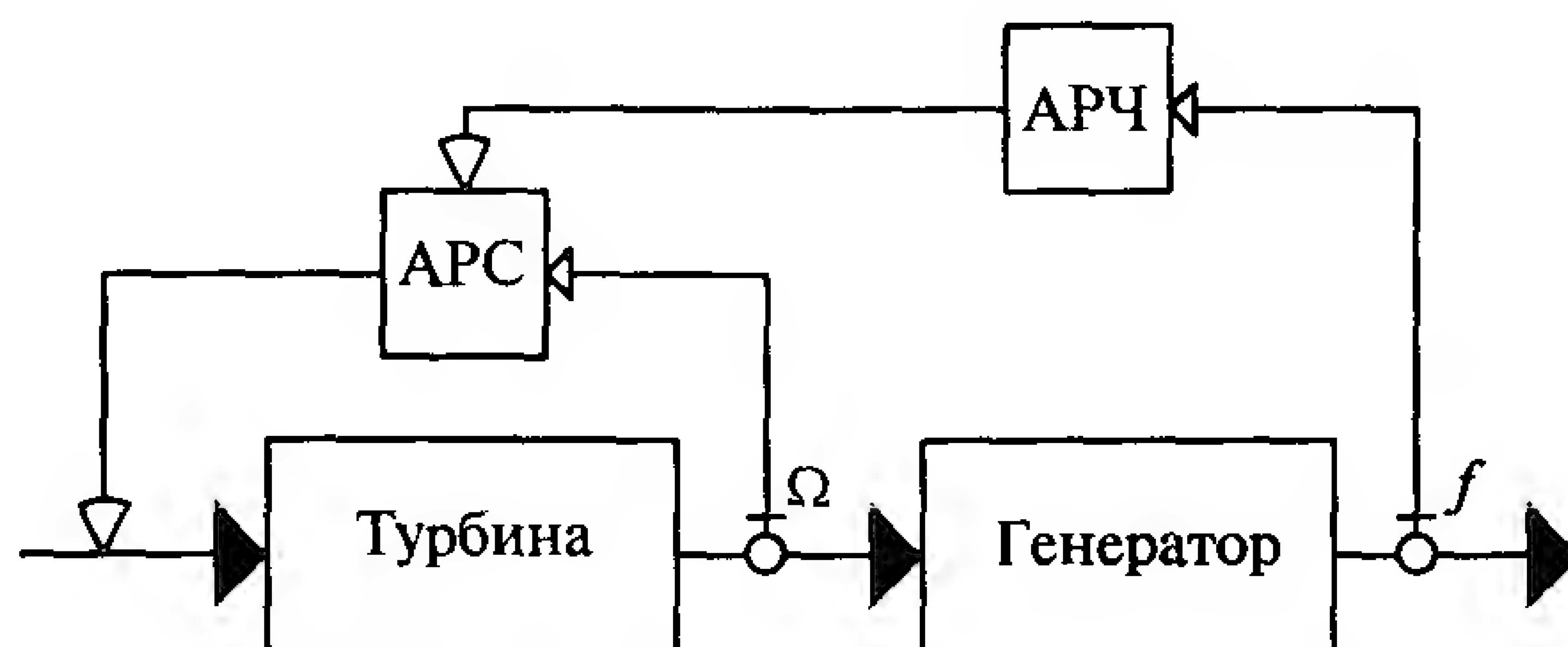


Рис. 4.8. Схема регулирования АРС и АРЧ

Автоматический регулятор частоты (АРЧ) также основан на принципе ООС и воздействует непосредственно на АРС. Графически вторичное регулирование отражается (см. рис. 4.7) эквидистантным перемещением характеристики регулирования *1* вправо (характеристика *3*). Турбина набирает мощность P_2, соответствующую новой нагрузке ЭЭС (рабочая точка *d*). Наклон характеристики регулирования, определяющий статизм регулятора, при этом не меняется.

При сбросе мощности нагрузки в ЭЭС направление регулирования будет обратным и регулирование приведет к уменьшению мощности, вырабатываемой турбиной.

Совместная работа всех турбин в ЭЭС при регуляторах скорости с астатической характеристикой не может быть реализована. Это объясняется тем, что каждая из параллельно работающих турбин с астатическим регулятором при толчках нагрузки стремится принять весь небаланс мощности на себя. При этом режим работы отдельных агрегатов не может регулироваться: на одних агрегатах происходит увеличение мощности, а другие сбрасывают свою нагрузку.

Астатический регулятор мог бы устанавливаться на одном из агрегатов. При этом не будет неопределенного распределения мощности между отдельными машинами, так как небаланс мощности покроется генератором, снабженным астатическим регулятором, который будет стремиться поддерживать частоту, близкой к номинальному значению. Однако АРС с астатической характеристикой не позволяют обеспечить требуемую точность поддержания частоты и поэтому всегда имеют некоторый статизм, а заданная частота поддерживается дополнительным изменением пуска энергоносителя при вторичном регулировании частоты.

Коэффициент крутизны характеристики регулирования равен тангенсу угла наклона характеристики АРС (см. рис. 4.7) к оси абсцисс:

$$k_г = -\Delta P_{г*}/\Delta f_*, \qquad (4.13)$$

где $\Delta P_{г*} = \Delta P_г / P_{г\,ном}$, $\Delta f_* = \Delta f / f_0$, f_0 — номинальная частота.

Крутизна регуляторов скорости турбины зависит от конструкции и настройки регулирующего устройства. Обычно коэффициент крутизны выбирают в пределах 25...50 для гидрогенераторов и 15...20 для турбогенераторов.

Статизм характеристики регулятора s есть величина, обратная коэффициенту крутизны:

$$s = 1/k_г,\ s_{\%} = 100/k_г \text{ (в процентах).}$$

Астатическому регулированию отвечает значение $k_г = \infty$. Из (4.13) следует, что

$$\frac{\Delta f}{f_0} + \frac{1}{k_г}\frac{\Delta P_г}{P_{г\,ном}} = 0. \qquad (4.14)$$

При конечном значении коэффициента крутизны ($k_г \neq 0$) уравнение (4.14) определяет закон статического, или первичного, регулирования частоты. В этом случае при изменении генерирующей мощности на величину $\Delta P_г$ уравнение удовлетворяется при $\Delta f \neq 0$, т. е. действительно имеют место условия, отвечающие статическому регулированию. Вторичное регулирование независимо от величины $\Delta P_г$ обусловливает равенство $\Delta f = 0$, т. е. по своему конечному эффекту вторичное регулирование эквивалентно астатическому регулированию скорости. В этом случае, как следует из (4.14), при $k_г = \infty$ будем иметь

$$\Delta f / f_0 = 0. \qquad (4.15)$$

Это уравнение определяет закон вторичного регулирования частоты.

Из (4.14) можно найти изменение генерирующей мощности ЭЭС при изменении частоты:

$$\Delta P_г = -P_{г\,ном}\frac{\Delta f}{f_0}k_г. \qquad (4.16)$$

Здесь знак минус означает, что при уменьшении частоты ($\Delta f < 0$) мощность генератора растет ($\Delta P_г > 0$).

Аналогично коэффициенту крутизны $k_г$ характеристики регулирования вводится понятие коэффициента крутизны статической характеристики нагрузки ЭЭС. Фактически этот коэффициент показывает наклон касательной к характеристике нагрузки, проведенной в рабочей точке, и является регулирующим эффектом активной нагрузки по частоте (см. рис. 1.24).

Изменение активной мощности нагрузки ЭЭС с учетом потерь в сети

$$\Delta P_{\text{н}} = P_{\text{н ном}} \frac{\Delta f}{f_0} k_{\text{н}}, \tag{4.17}$$

где $P_{\text{н}}$ — суммарная мощность нагрузки (с учетом потерь в сети); $k_{\text{н}}$ — коэффициент крутизны характеристики активной мощности нагрузки ЭЭС: $k_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{н}*}}{\Delta f_*}$; $\Delta P_{\text{н}*} = \frac{\Delta P_{\text{н}}}{P_{\text{н}}}$; $\Delta f_* = \frac{\Delta f}{f_0}$.

Знак плюс в (4.17) означает, что с увеличением частоты ($\Delta f > 0$) мощность нагрузки растет ($\Delta P_{\text{н}} > 0$).

Крутизна частотной статической характеристики активной нагрузки равна всего лишь 1...2,5, т.е. изменение нагрузки составляет 1...2,5% на 1% изменения частоты.

Дополнительная нагрузка (наброс мощности) ΔP, вызвавшая изменение частоты на величину Δf,

$$\Delta P = \Delta P_{\text{г}} - \Delta P_{\text{н}} = -P_{\text{г ном}} \frac{\Delta f}{f_0} k_{\text{г}} - P_{\text{н}} \frac{\Delta f}{f_0} k_{\text{н}} =$$

$$= -\frac{\Delta f}{f_0}\left(P_{\text{г ном}} k_{\text{г}} + P_{\text{н}} k_{\text{н}}\right) = -P_{\text{н}} \frac{\Delta f}{f_0}\left(\frac{P_{\text{г ном}}}{P_{\text{н}}} k_{\text{г}} + k_{\text{н}}\right).$$

Отношение номинальной генерирующей мощности к фактической нагрузке ($P_{\text{г ном}}/P_{\text{н}}$) называется *коэффициентом резерва* ρ. Таким образом, имеем:

$$\Delta P = -P_{\text{н}} \frac{\Delta f}{f_0}\left(\rho k_{\text{г}} + k_{\text{н}}\right). \tag{4.18}$$

Отсюда изменение частоты, вызванное дополнительной нагрузкой ΔP, при выполнении первичного регулирования получается равным:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{P_{\text{н}}\left(\rho k_{\text{г}} + k_{\text{н}}\right)} f_0. \tag{4.19}$$

Пример. Номинальная мощность генератора $P_{\text{г ном}} = 500$ МВт. Нагрузка ЭЭС при $f_0 = 50$ Гц $P_{\text{н}} = 400$ МВт. Коэффициент крутизны характеристики регулирования $k_{\text{г}} = 20$, коэффициент крутизны статической характеристики нагрузки $k_{\text{н}} = 1$. Определить изменение частоты в ЭЭС при набросе мощности нагрузки ЭЭС на 60 МВт.

Коэффициент резерва $\rho = P_{\text{г ном}}/P_{\text{н}} = 500/400 = 1{,}25$.

В соответствии с (4.19) имеем:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{P_{\text{н}}\left(\rho k_{\text{г}} + k_{\text{н}}\right)} f_0 = -\frac{60}{400\cdot\left(1{,}25\cdot 20 + 1\right)}\cdot 50 = \mathbf{0{,}28\ Гц},$$

$$f = f_0 - \Delta f = 50 - 0{,}28 = 49{,}72 \text{ Гц}.$$

При отсутствии регулирования $k_г = 0$:

$$\Delta f = -\frac{60}{400\cdot\left(1{,}25\cdot 0+1\right)} = 7{,}5 \text{ Гц и } f = 50 - 7{,}5 = 42{,}5 \text{ Гц}.$$

4.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭЭС

В реальной ЭЭС содержится большое количество параллельно работающих станций. Турбины каждой из этих станций снабжены статическими регуляторами скорости. Следовательно, для каждого генератора всех станций справедливо уравнение (4.14).

Запишем это уравнение для всех n генераторов станций, входящих в состав ЭЭС:

$$\Delta P_{г1} = -\frac{\Delta f}{f_0} P_{г\,ном1} k_{г1},$$

$$\Delta P_{г2} = -\frac{\Delta f}{f_0} P_{г\,ном2} k_{г2},$$

$$\ldots$$

$$\Delta P_{гn} = -\frac{\Delta f}{f_0} P_{г\,ном n} k_{гn}.$$

Просуммировав левые и правые части записанных уравнений, получим

$$\Delta P_{г\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{гi} = -\frac{\Delta f}{f_0} \sum_{i=1}^{n} P_{г\,ном\,i}\, k_{гi}. \tag{4.20}$$

Введем понятие средней крутизны характеристики регулирования генерирующей мощности ЭЭС $k_{г\Sigma}$, для чего запишем уравнение:

$$\sum_{i=1}^{n} \Delta P_{г\,ном i} k_{гi} = k_{г\Sigma} \sum_{i=1}^{n} P_{г\,ном i},$$

откуда

$$k_{г\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{г\,ном i} k_{гi}}{\sum_{i=1}^{n} P_{г\,ном i}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{г\,ном i} k_{гi}}{P_{ЭЭС}}, \tag{4.21}$$

где $P_{ЭЭС}$ — суммарная номинальная мощность генераторов электростанций ЭЭС.

Суммарное изменение генерирующей мощности ЭЭС в результате первичного регулирования при изменении частоты на Δf можно определить по формуле

$$\Delta P_{г\Sigma} = -\frac{\Delta f}{f_0} k_{г\Sigma} \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{г\,ном i}. \tag{4.22}$$

С учетом (4.22) уравнение (4.16) имеет вид

$$\frac{\Delta f}{f_0} + \frac{1}{k_{г\Sigma}} \frac{\Delta P_{г\Sigma}}{P_{ЭЭС}} = 0. \qquad (4.23)$$

Уравнение (4.23) характеризует закон первичного регулирования частоты в реальной системе. Как и в случае простой системы с одной турбиной, в сложной системе регуляторы скорости турбин не обеспечивают поддержания заданного значения частоты. Это следует из (4.22), поскольку при $k_{гi} \neq \infty$ ($i = 1, 2, ..., n$) средневзвешенная величина $k_{г\Sigma}$ является конечной величиной и регулирование оказывается статическим.

Пример. В ЭЭС входят турбо- и гидрогенераторы, характеристики которых приведены ниже.

	Турбогенераторы	*Гидрогенераторы*
Мощность $P_{ЭЭС}$, МВт	100	50
Количество	20	10
Коэффициент крутизны статических характеристик $k_г$	15	30
Загрузка генераторов	10 по 100% и 10 по 50%	60%

Крутизна статической характеристики нагрузки $k_н = 2$. Определите отклонение частоты в ЭЭС при увеличении нагрузки потребителей на $\Delta P = 100$ МВт.

Номинальная мощность системы $P_{ЭЭС} = 20 \cdot 100 + 10 \cdot 50 = 2500$ МВт.

Мощность нагрузки $P_н = 10 \cdot 100 + 10 \cdot 100 \cdot 0{,}5 + 10 \cdot 50 \cdot 0{,}6 = 1800$ МВт.

Коэффициент резерва $\rho = P_{ЭЭС}/P_н = 2500/1800 = 1{,}39$.

Согласно формуле (4.21)

$$k_{г\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{г\,ном\,i} k_{гi}}{P_{ЭЭС}} = \frac{100 \cdot 10 \cdot 0 + 100 \cdot 10 \cdot 15 + 50 \cdot 10 \cdot 30}{2500} = \mathbf{12}.$$

Отклонение частоты

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{P_н(\rho k_г + k_н)} f_0 = -\frac{100}{1800 \cdot (1{,}39 \cdot 12 + 2)} \cdot 50 = 0{,}15 \text{ Гц},$$

$$f = f_0 - \Delta f = 50 - 0{,}15 = 49{,}85 \text{ Гц}.$$

Для получения эффекта астатического регулирования следует произвести вторичное регулирование, при котором $k_{г\Sigma} = \infty$. В сложной системе такое значение $k_{гi}$ может быть получено в том случае, если хотя бы для одной станции $k_{г\Sigma} = \infty$.

Следовательно, осуществляя вторичное регулирование на любой станции ЭЭС, можно получить эффект астатического регули-

рования. Такой же эффект получается при вторичном регулировании и на большем числе станций

Наиболее просто вторичное регулирование реализуется с помощью одной станции. Такой метод называется *методом ведущей станции по частоте.* Рассмотрим работу станций при регулировании частоты этим методом. Так как в конечном итоге станция, регулирующая частоту, берет на себя все возникающие небалансы (набросы и сбросы) мощности в ЭЭС, то ее еще называют *балансирующей.*

Пусть в исходном режиме ЭЭС работает с номинальной частотой f_0 и суммарной мощностью станций $P_{\Sigma 0}$. Станция, регулирующая частоту, несет нагрузку $P_{б0}$ (рис. 4.9). Характеристика регулятора скорости этой станции занимает положение *1*. Все остальные станции несут нагрузку $P_{\Sigma 0} - P_{б0}$.

Предположим, что нагрузка ЭЭС увеличилась на ΔP_{Σ}. Частота в ЭЭС снизилась до значения f_1. Эта стадия процесса регулирования является первичным регулированием частоты в ЭЭС. На балансирующей станции мощность увеличилась на $\Delta P_{б1}$, а на остальных станциях на $\Delta P_{\Sigma 1}$.

Установление номинальной частоты в ЭЭС происходит на стадии вторичного регулирования. АРЧ станции, ведущей по частоте, изменяет положение регулировочнои характеристики АРС этой станции таким образом, что, перемещаясь вправо, она занимает положение *2*, при котором весь наброс мощности компенсируется генераторами балансирующей станции. Другие станции, которые участвовали в регулировании на стадии первичного регулирования частоты, будут вырабатывать прежнюю мощность исходного режима. Частота в ЭЭС будет восстановлена до номинального значения.

На рис. 4.9 отмечены точки рабочего режима балансирующей станции. Точка *а* — исходныи режим, точка *b* — режим в конце стадии первичного регулирования и точка *с* — новый режим в конце всего процесса регулирования. Следует отметить, что такого четкого разделения первичного и вторичного регулирования по времени на самом деле не существует и в процессе регулирования происходит наложение обоих видов регулирования частоты.

Для успешного регулирования частоты станция, выбираемая в ЭЭС в качестве ведущей, должна удовлетворять определенным требованиям, главными из которых являются следующие:

- достаточно большая мощность по отношению к мощностям других электростанций данной ЭЭС,

- большой диапазон регулирования мощности, в котором возможно быстрое изменение мощности, выдаваемой электростанцией;
- достаточно большая пропускная способность линий (сечений), связывающих электростанцию с мощными узлами нагрузки и другими электростанциями, так как регулирование частоты связано со значительными изменениями мощности в линиях.

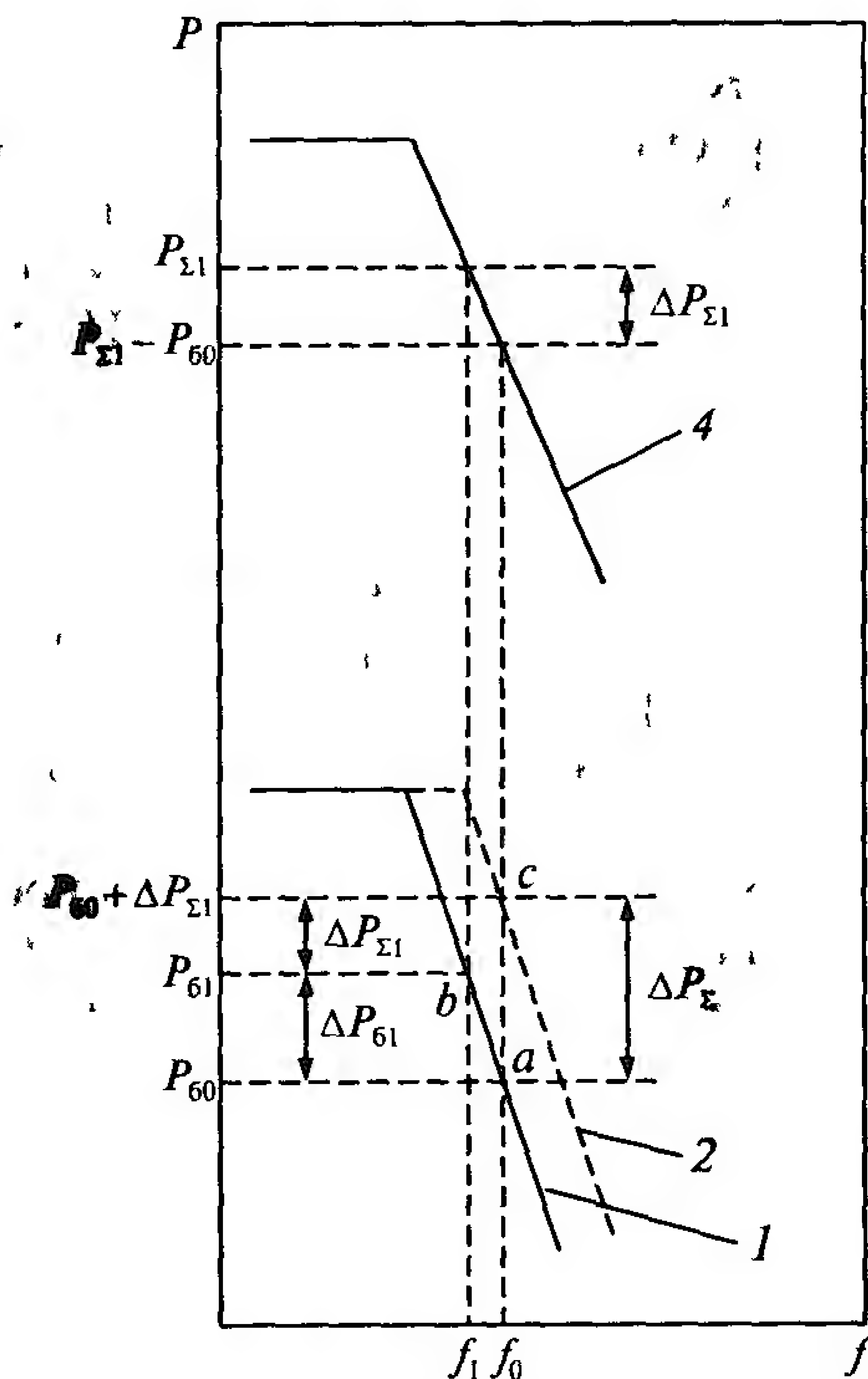


Рис 4 9 Регулирование частоты в ЭЭС

На тепловых станциях пределы изменения выдаваемой мощности определяются условиями работы котельных агрегатов и паровых турбин. Наибольшие ограничения диапазона регулирования связаны с работой котлов, которые обычно не допускают уменьшения нагрузки менее, чем на 60% от номинальной. Снижение нагрузки котлов ограничивается опасностью погасания факела пылеугольных топок и опасностью нарушения нормальной циркуляции из-за неравномерного обогрева отдельных частей котла при уменьшении интенсивности горения. Нижняя граница регулировочного диапазона паровых турбин обычно составляет

20...30% их номинальной мощности. Она определяется возможностью резкого нарушения температурного режима турбины при значительном снижении нагрузки, результатом которого могут являться недопустимые температурные перенапряжения и связанные с ними повреждения машины.

Таким образом, вследствие ограничения регулировочного диапазона тепловых электростанций в качестве станций, ведущих по частоте, выбирают такие, мощность которых в два-три раза превышает величину наибольшего возможного наброса или сброса нагрузки в данной ЭЭС. Наилучшие условия для регулирования частоты имеют электростанции с конденсационными турбинами и котлами, работающими на газообразном топливе.

Регулировочный диапазон гидравлических электростанций практически близок к их установленной мощности. Поэтому мощность гидроэлектростанций, используемых для регулирования частоты, может быть значительно меньше мощности тепловых станций в условиях одной и той же ЭЭС.

В ЕЭС России в регулировании частоты и перетоков мощности по ЛЭП участвуют такие крупные гидроэлектростанции, как Волжская, Саратовская, Волгоградская, Воткинская, Камская, Чиркейская, Верхне-Туломская, Княжегубская, Нива-3, Саяно-Шушенская, Красноярская, Усть-Илимская и Зейская.

Восстановление номинальной частоты в ЭЭС после нарушения баланса активной мощности возможно лишь тогда, когда в ЭЭС имеется достаточный резерв генераторной мощности. На рис. 4.10 показаны характеристики генерируемой мощности $\Sigma P_г$ (*1*) и статическая характеристика нагрузки ЭЭС $\Sigma P_п$ в случае напряженного баланса мощности. В такой системе значению частоты в исходном режиме f_0 отвечает точка пересечения характеристик *1* и $\Sigma P_п$, т.е. точка *a*, находящаяся в области значений мощности, близкой к предельной для генераторов. Изменение (уменьшение) генерируемой мощности на величину $\Delta P_г$ вследствие аварийного отключения генераторов вызывает измение характеристики генерируемой мощности $\Sigma P_г$ (*2*) и снижение частоты до значения f_1 — рабочая точка *b*. В этом случае невозможно изменить это значение за счет регулирования мощности генераторов, поскольку генераторы выдают предельную мощность, и регулировочный диапазон турбин оказывается полностью исчерпанным.

Опасные последствия, которые может повлечь за собой значительное снижение частоты в ЭЭС, в частности опасность нарушения нормальной работы оборудования электростанций, заставляют в этих случаях применять в ЭЭС автоматическую аварийную

разгрузку по частоте (ААРЧ). Целью такой разгрузки является восстановление баланса активной мощности путем уменьшения мощности, потребляемой нагрузками ЭЭС. Суть ААРЧ заключается в отключении части потребителей при уменьшении частоты в ЭЭС ниже определенной границы.

На рис. 4.10 отключение части нагрузки отражено другой статической характеристикой нагрузки ЭЭС $\Sigma P_п - \Delta P_п$. В этом случае становятся возможными первичное и вторичное регулирования частоты (рабочая точка *c*).

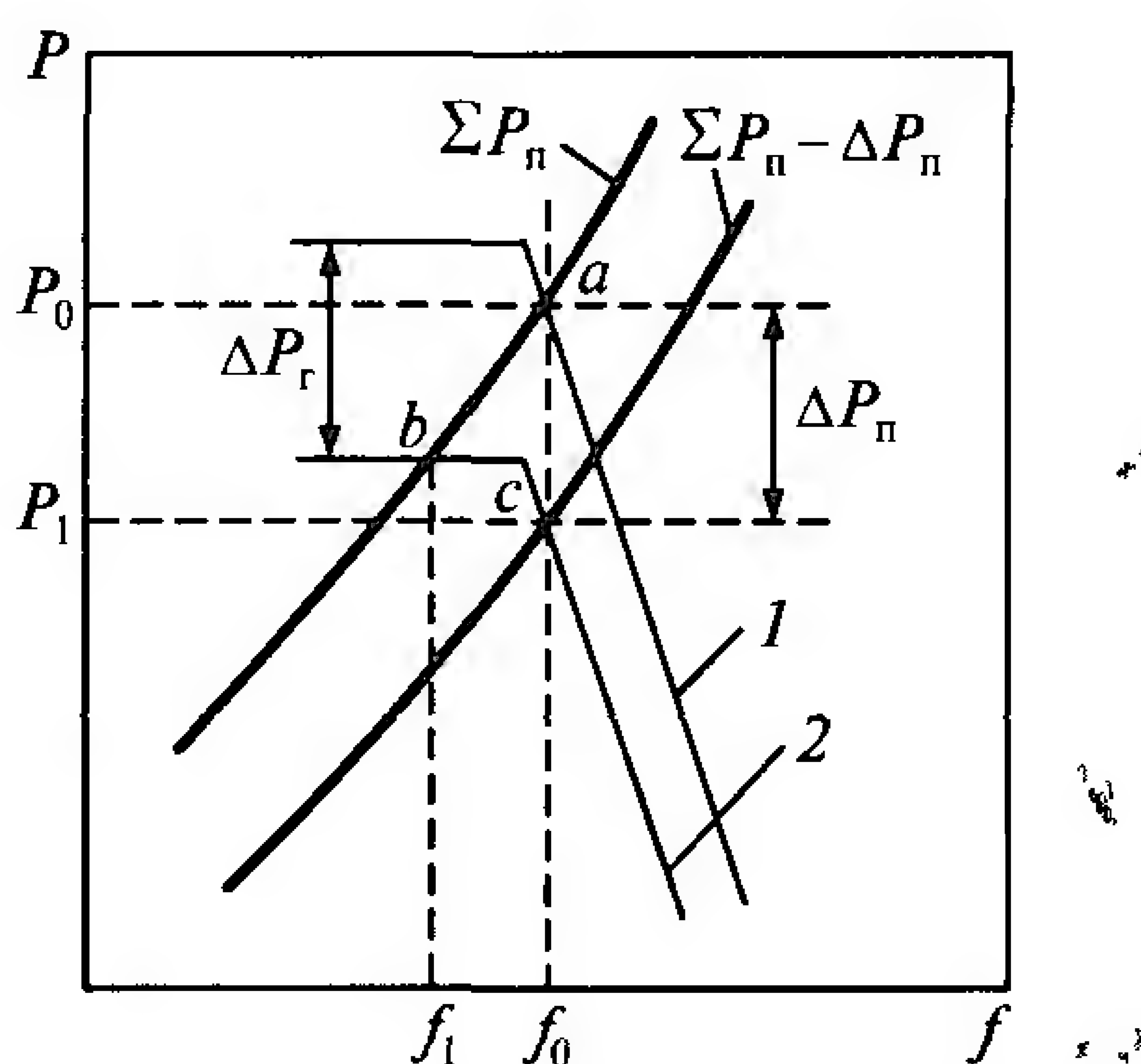


Рис.4.10 Регулирование частоты при дефиците мощности

Для уменьшения возможности ущерба от отключения части потребителей по мере снижения частоты потребители отключаются автоматически в несколько очередей. Автоматическая аварийная разгрузка по частоте выполняется с помощью устройств, реагирующих на отклонение частоты от номинальной и дающих команду на отключение тех или иных элементов ЭЭС.

4.5. ПОТРЕБИТЕЛИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Потребителями реактивной мощности в ЭЭС являются все без исключения электроприемники переменного тока. Однако некоторые электроприемники, например лампы накаливания и электрические нагревательные приборы, потребляют очень незначительную реактивную мощность; коэффициент мощности таких потребителей принимается равным единице. Работа многих других электроприемников, таких как асинхронные двигатели, выпрямительные установки, дуговые электропечи, газоразрядные осветительные лампы, сопровождается значительным потреблением из сети реактивной мощности.

В соответствии с балансом (4.2) потребление в ЭЭС реактивной мощности

$$\Sigma Q_{\text{п}} = \Sigma Q_{\text{н}} + \Sigma Q_{\text{сн}} + \Sigma \Delta Q - \Sigma Q_{\text{с}}. \qquad (4.24)$$

В состав нагрузки ЭЭС и собственных нужд электростанций входят различные электроприемники, среди которых основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели. И хотя мощность асинхронных двигателей в среднем составляет менее половины всей мощности нагрузки (см. рис. 1.23), они потребляют до 70% всей генерируемой в ЭЭС реактивной мощности (рис. 4.11).



Рис. 4.11. Потребители реактивной мощности в ЭЭС

Бóльшая часть реактивной мощности теряется в трансформаторах (мощности намагничивания и нагрузочные потери) электрической сети — около 20%. На долю остальных потребителей приходится около 10% потребления реактивной мощности.

Значительные потери реактивной мощности имеются в ЛЭП, однако зарядная мощность линий частично компенсирует эти потери, а иногда, при недогрузке линий, ЛЭП становятся источниками реактивной мощности. Так, в среднем на 100 км ЛЭП-110 кВ генерируется 3,5 Мвар, для ЛЭП-220 кВ — 14 Мвар, а для ЛЭП-500 кВ — 90 Мвар. Для двухцепных линий эти значения удваиваются.

Величину потребляемой реактивной мощности электроприемников можно оценить с помощью коэффициента мощности $\cos\varphi$:

$$Q = S\sqrt{1-(\cos\varphi)^2}, \qquad (4.25)$$

$$Q = P\sqrt{\frac{1}{(\cos\varphi)^2} - 1}. \qquad (4.26)$$

Однако во многих случаях используют более удобную величину — коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$, посредством которого просто оценивать реактивную мощность по отношению к активной: $Q = P\operatorname{tg}\varphi$.

Реактивная мощность нагрузок ЭЭС складывается из отдельных мощностей электроприемников:

$$\sum Q_{н} = \sum_{i} Q_{нi} = \sum_{i} P_{нi} \operatorname{tg} \varphi_{i}. \qquad (4.27)$$

Коэффициенты мощности $\cos\varphi$ и реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ некоторых электроприемников приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Коэффициенты мощности $\cos\varphi$ и реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ некоторых электроприемников

Электроприемники	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
Насосы производственного водоснабжения	0,8...0,85	0,75...0,62
Вентиляторы, воздуходувки, дымососы	0,7...0,9	1,02...0,48
Транспортеры	0,4...0,85	2,29...0,62
Металлорежущие станки	0,4 ..0,5	2,29...1,73
Печи сопротивления	0,95...0,98	0,33...0,2
Дуговые печи	0,8. .0,9	0,75. 0,48
Нагревательные приборы	1	0
Лампы накаливания	1	0
Сварочные трансформаторы	0,3 ..0,5	3,18...1,73
Индукционные печи	0,35	2,68
Газоразрядные лампы	0,35 и 0,5	2,68 и 1,73

Величина потребляемой реактивной мощности электроприемников в большей мере зависит от напряжения электрической сети, к которой они подключены, а для асинхронных двигателей — еще от числа оборотов двигателя и коэффициента его загрузки.

Влияние напряжения на величину потребляемой реактивной мощности оценивают с помощью статических характеристик реактивной мощности по напряжению. Так, например, регулирующий эффект реактивной нагрузки асинхронных двигателей по напряжению составляет 1,5...3,5 [17], что означает изменение потребляемой реактивной мощности на 1,5...3,5% при изменении напряжения на 1%. Относительная величина потребляемой реактивной мощности растет при уменьшении мощности асинхронного двигателя и величины его загрузки.

Для поддержания нормального режима в ЭЭС потребление реактивной мощности должно обеспечиваться требуемой генерируемой мощностью и наряду с резервом активной мощности в ЭЭС необходим резерв реактивной мощности. Генерируемая реактивная мощность складывается из реактивной мощности, вырабатываемой на электростанциях (60% всей реактивной мощности), и реактивной мощности компенсирующих устройств, размещенных

ой сети и у потребителей (20%). На ЛЭП приходит-
руемой реактивной мощности.

ировании электрической сети должен проверяться ивной мощности для всех характерных режимов:

- максимальных реактивных нагрузок;
- максимальных активных нагрузок;
- наименьших активных нагрузок;
- послеаварийных и ремонтных.

В процессе проектных расчетов по определению оптимальной компенсации реактивной мощности решаются две основные задачи:

1) установление оптимального соотношения между реактивной мощностью, передаваемой от электрических станций потребителям электрической энергии, и мощностью компенсирующих устройств в питающих сетях ЭЭС с выбором мест их размещения;

2) выбор компенсирующих устройств в распределительных сетях, обеспечивающих заданное значение потребляемой из ЭЭС реактивной мощности.

4.6. ВЫРАБОТКА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Главным источником реактивной мощности в ЭЭС являются генераторы электростанций. Изменение выдаваемой реактивной мощности генератора достигается за счет изменения синхронной ЭДС генератора $E_г$, которая при неучете насыщения прямо пропорциональна току возбуждения генератора $I_в$.

Генераторы в номинальном режиме работы выдают номинальные активную и реактивную мощности при номинальном cos φ: $S_{г\,ном} = P_{г\,ном} + jQ_{г\,ном}$. Ток возбуждения генератора в этом режиме также равен номинальному значению $I_{в\,ном}$. Генераторы выпускаются с номинальным cos φ, равным 0,8; 0,85 или 0,9.

При работе в часы максимума реактивной нагрузки иногда необходимо понижение cos φ генератора относительно номинального значения (увеличение выдаваемой реактивной мощности). Это достигается за счет снижения вырабатываемой активной мощности. Максимально возможная реактивная мощность генератора при данной активной мощности называется *располагаемой реактивной мощностью* генератора в режимах перевозбуждения $Q^+_{расп}$ и недовозбуждения $Q^-_{расп}$.

Рассмотрим векторную диаграмму токов и напряжений синхронного генератора, схема замещения которого показана на рис. 4.12, *а*. Вначале построим вектор токов и напряжений в номинальном режиме.

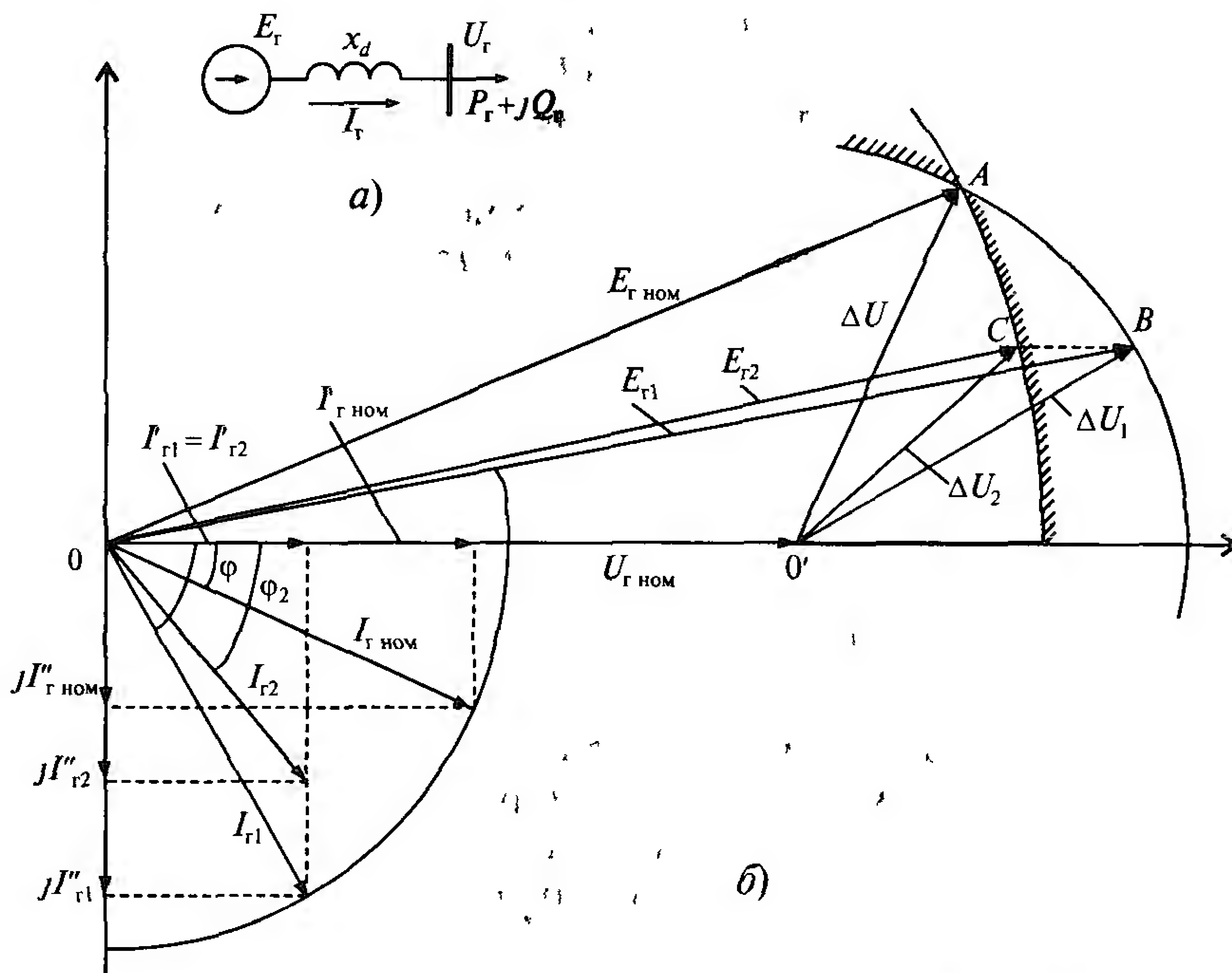


Рис 4 12 Схема замещения (*а*) и векторная диаграмма синхронного генератора (*б*)

По оси абсцисс отложим вектор напряжения на шинах генератора $U_{г\,ном}$ и отстающий от него на угол φ ток $\underline{I}_{г\,ном}$ (рис. 4.12, *б*). Это соответствует режиму потребления системой активной и реактивной мощностей при отстающем от напряжения токе (индуктивный характер нагрузки ЭЭС). Генератор при этом работает в режиме перевозбуждения и генерирует реактивную мощность.

Построим вектор падения напряжения на сопротивлении генератора x_d (продольное синхронное реактивное сопротивление) и сложим его с вектором $U_{г\,ном}$. Вектор падения напряжения $\Delta\underline{U}=\sqrt{3}\underline{I}_{г\,ном}\,jx_d$ будет ориентирован под углом 90° к вектору $\underline{I}_{г\,ном}$, опережая его. Сумма векторов $U_{г\,ном}$ и $\Delta\underline{U}$ даст вектор ЭДС генератора $\underline{E}_{г\,ном}$.

В соответствии с диаграммой будем иметь:

- активную мощность

$$P_{г\,ном}=\sqrt{3}\,U_{г\,ном}\,I_{г\,ном}\cos\varphi=\sqrt{3}\,U_{г\,ном}\,I'_{г\,ном};$$

- реактивную мощность

$$Q_{г\,ном}=\sqrt{3}\,U_{г\,ном}\,I_{г\,ном}\sin\varphi=\sqrt{3}\,U_{г\,ном}\,I''_{г\,ном}.$$

Возможно ли увеличение выдаваемой реактивной мощности генератора при снижении активной мощности? Для ответа на этот вопрос выполним дополнительные построения на диаграмме рис. 4.12, *б*.

Увеличим угол φ до значения φ_1, не меняя при этом величину вектора тока $\underline{I}_{\text{г ном}}$. Новое положение вектора тока обозначим $\underline{I}_{\text{г1}}$. При этом $P_{\text{г1}} = \sqrt{3}\,U_{\text{г ном}}\ I'_{\text{г1}}$ и $P_{\text{г1}} < P_{\text{г ном}}$, а $Q_{\text{г1}} = \sqrt{3}\,U_{\text{г ном}}\ I''_{\text{г1}}$ и $Q_{\text{г1}} > Q_{\text{г ном}}$.

Действительно, реактивная мощность генератора возросла и ток статора генератора $|\underline{I}_{\text{г1}}| = |\underline{I}_{\text{г ном}}|$, что не приводит к перегрузке генератора. Выясним, меняется ли в новом режиме ток ротора — ток возбуждения. Ранее его величина была равна $I_{\text{в ном}}$ и соответствовала ЭДС генератора $\underline{E}_{\text{г ном}}$. Построим новый вектор падения напряжения $\Delta\underline{U}_1 = \sqrt{3}\underline{I}_{\text{г1}}\,jx_d$. Длина этого вектора остается прежней, но ориентация изменится. Проведем из точки 0′ дугу окружности радиусом ΔU от точки *А* по часовой стрелке до пересечения с вещественной осью (осью абсцисс). Эта дуга будет годографом вектора $\Delta\underline{U}$ при изменении угла φ. Построим новый вектор ЭДС генератора $\underline{E}_{\text{г1}}$, соединяющий начало координат (точка 0) с концом вектора $\Delta\underline{U}_1$ (точка *В*).

Проведем еще одну дугу окружности радиусом $E_{\text{г ном}}$ из точки 0 также по часовой стрелке от точки *А* до пересечения с вещественной осью. Эта дуга показывает верхнюю границу для ЭДС генератора, которую нельзя перейти из-за перегрузки по току обмотки возбуждения генератора. Предельно допустимому току возбуждения в этом режиме соответствует вектор $\underline{E}_{\text{г2}}$.

Таким образом, из-за перегрузки обмотки возбуждения новый режим с исходными условиями невозможен. Однако все же выдаваемую реактивную мощность можно увеличить. Вектору $\underline{E}_{\text{г2}}$ соответствует вектор падения напряжения $\Delta\underline{U}_2$, который соединяет точки 0′ и *С*. Этот вектор опережает на 90° вектор тока генератора $\underline{I}_{\text{г2}}$. Ток $\underline{I}_{\text{г2}} < I_{\text{г ном}}$ и отстает от напряжения $U_{\text{г ном}}$ на угол φ_2 ($\varphi_1 > \varphi_2 > \varphi$).

Проекция тока $\underline{I}_{\text{г2}}$ на вещественную ось $I'_{\text{г2}}$ определяет активную мощность $P_{\text{г2}} = P_{\text{г1}}$, а проекция на мнимую ось $I''_{\text{г2}}$ — реактивную мощность $Q_{\text{г2}} = \sqrt{3}\,U_{\text{г ном}} I''_{\text{г2}}$ и $Q_{\text{г2}} > Q_{\text{г ном}}$.

Приведенные рассуждения показывают, что при определении располагаемой реактивной мощности генератора при перевозбуждении решающее значение имеет ограничение по току ротора — ограничение перегрузки (ОП).

В режиме недовозбуждения генератор потребляет реактивную мощность из сети. В этом режиме при снижении тока возбуждения возможно нарушение статической устойчивости генератора. Кроме того, у турбогенератора вследствие изменения взаимодействия магнитных полей статора и ротора значительно нагреваются торцевые зоны статора, что ограничивает минимально возможную величину тока возбуждения. Для гидрогенераторов при низких токах возбуждения и режимов, близких к холостому ходу, возможен режим самовозбуждения из-за резонансных явлений, связанных с обменом энергией магнитного поля гидрогенератора и электрического поля высоковольтных линий, присоединенных к электростанции. Все перечисленное, так или иначе, определяет нижнюю границу тока возбуждения генератора и располагаемой реактивной мощности генератора в режиме недовозбуждения — ограничение минимального возбуждения (ОМВ).

Рассмотренные ограничения на располагаемую реактивную мощность синхронного генератора хорошо иллюстрируются на диаграмме мощностей синхронного генератора, которая строится в координатах $P_г$ и $Q_г$, (рис. 4.13). По оси абсцисс откладывается активная мощность, а по оси ординат — реактивная мощность, причем в положительном направлении — в режиме перевозбуждения (генерация — емкостная мощность относительно сети), а в отрицательном направлении — в режиме недовозбуждения (потребление — индуктивная мощность относительно сети).

Точка *A* соответствует номинальному режиму работы генератора (точка *A* на векторной диаграмме рис. 4.12). При снижении активной мощности до значения $P_{г1}$ ограничение по току статора позволило бы увеличить выдаваемую реактивную мощность до значения $Q_{г1}$ (точка *B*), однако при этом $I_{в1} > I_{в\,ном}$ и максимально возможной оказывается выдача реактивной мощности $Q_{г2}$, что соответствует точке *C* на диаграмме мощностей. Ограничение перегрузки ротора является геометрическим местом точек, для которых $I_в = I_{в\,ном}$.

Аналогично для режима недовозбуждения генератора имеется кривая — ограничение минимального возбуждения, которую вектор $S_г$ не может пересечь. Максимально возможная величина потребляемой реактивной мощности генератора при данной активной мощности соответствует вектору полной мощности, конец которого лежит на кривой ОМВ.

На диаграмме показаны точки максимально возможных значений $Q^+_{гх}$ и $Q^-_{гх}$ — это располагаемые мощности, соответственно в режиме перевозбуждения и недовозбуждения при холостом ходе генератора. Однако, как было сказано ранее, работа тепловых

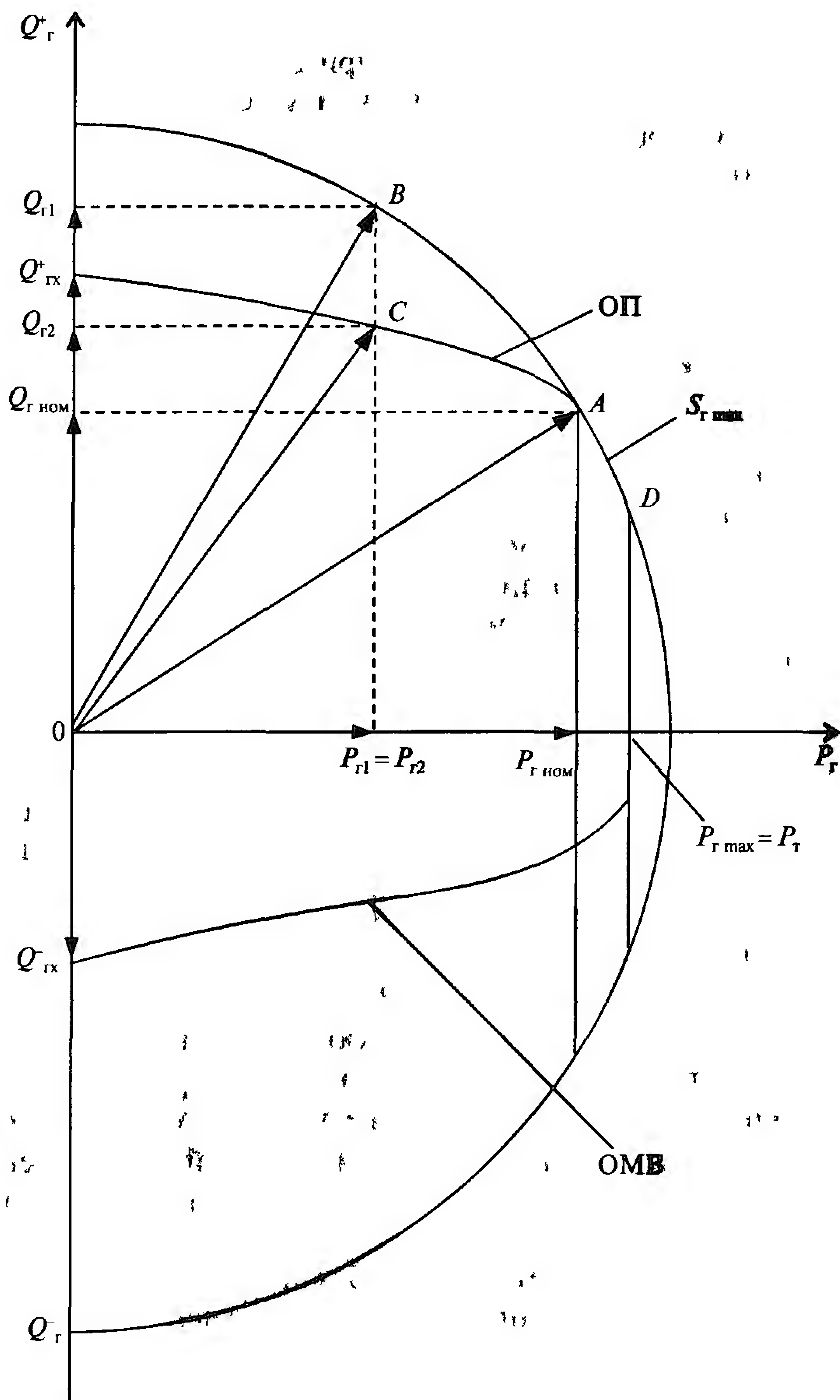


Рис 4 13 Диаграмма мощностей синхронного генератора

турбин невозможна при малых мощностях На ГЭС режим холостого хода гидрогенераторов часто используется для выдачи реактивной мощности в сеть — гидрогенераторы переводятся в так называемый режим синхронного компенсатора

Рассмотренные диаграммы построены при $U_{г\ ном}$, а так как напряжение генератора допускается изменять в пределах ±5%, то при других напряжениях построенные характеристики будут несколько смещены относительно показанного положения Из рис 4 13 видно, что мощность турбины больше номинальной мощности генератора В некоторых случаях допускается увеличивать выдаваемую активную мощность генератора свыше номинальной и тогда на участке *AD* диаграммы мощностей ограничением располагаемой реактивной мощности будет дуга окружности, проведенная для максимального тока статора

Для определения располагаемой реактивной мощности генератора при заданной его активной мощности достаточно вычислить ординаты, соответствующие точкам, лежащим на ОП — Q^+ или ОМВ — Q^-

4.7 КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

В отличие от активной мощности реактивная мощность может вырабатываться не только на электростанциях, но и в других точках ЭЭС В этом случае ее источниками являются специальные устройства, которые называются *компенсирующими* (КУ) Размещение КУ вблизи электроприемников очень удобно для ЭЭС, так как в этом случае требуемая потребителям реактивная мощность не передается по сети, что связано с дополнительными ее потерями, а вырабатывается в тех точках, где непосредственно имеется дефицит этой мощности

Компенсирующие устройства широко применяются также для регулирования напряжения в электрических сетях Таким образом, их установка удовлетворяет трем непротиворечивым целям *обеспечению баланса реактивной мощности, снижению потерь в электрической сети и регулированию напряжения*

Существует несколько видов КУ батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели, реакторы, статические тиристорные компенсаторы и некоторые другие

Батареи конденсаторов (БК) представляют собой отдельные конденсаторы мощностью до 125 квар, собранные вместе путем последовательно-параллельного соединения (рис 4 14, *а*) *M* последовательно включенных конденсаторов в *N* параллельных ветвях

Конденсаторные батареи, предназначенные для генерации реактивной мощности и, таким образом, повышения cos φ в узлах нагрузки и у потребителей, называются *косинусными* и включаются по шунтовой схеме, т е являются устройствами поперечной компенсации (рис 4 14, *б* и *в*)

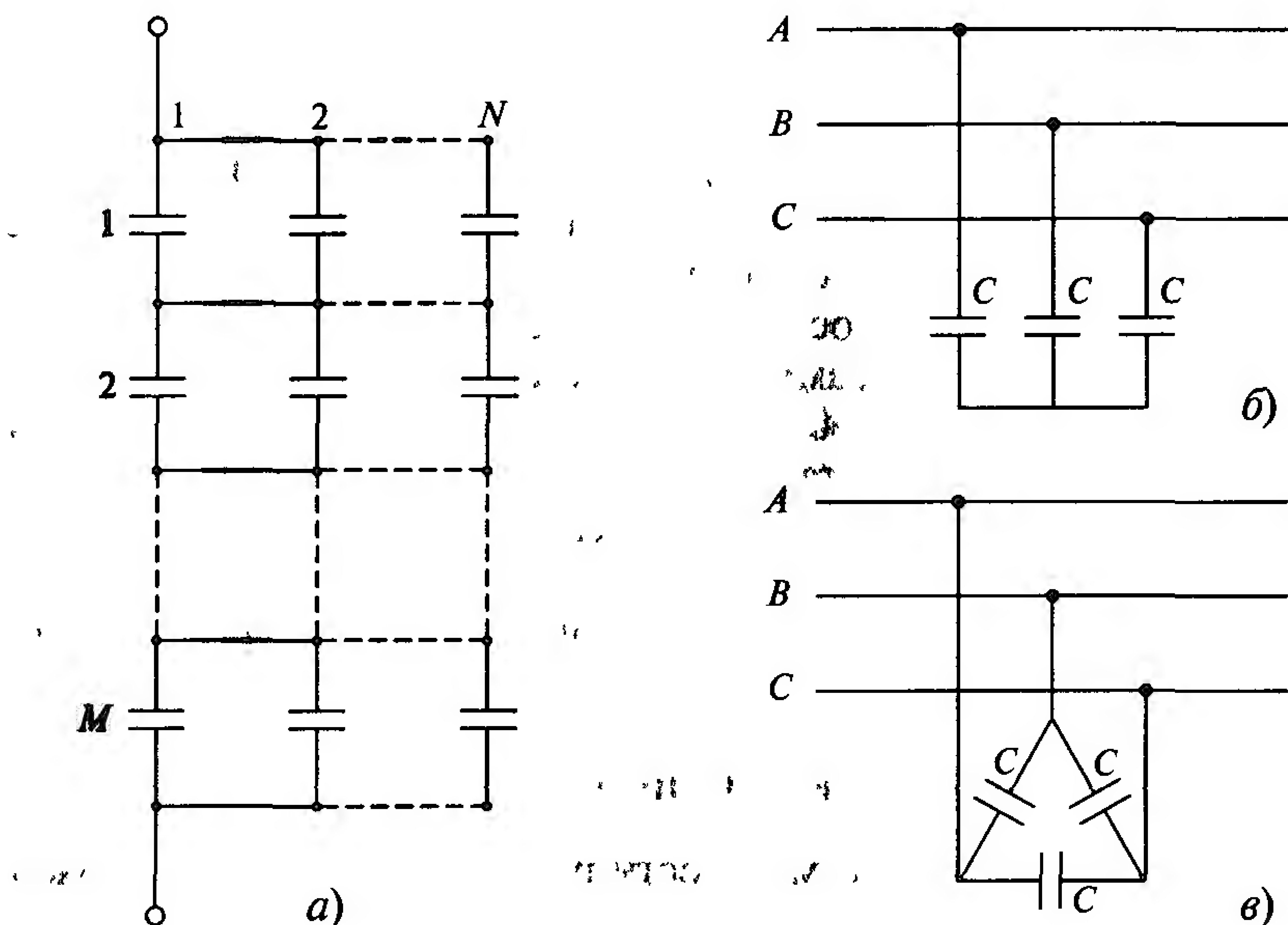


Рис. 4.14. Схема соединения конденсаторов в одной фазе БК (*а*) и схемы соединения фаз БК: в «звезду» (*б*) и «треугольник» (*в*)

Шунтовые БК применяют на напряжение до 110 кВ. Отдельные конденсаторы рассчитаны на напряжение от 0,2 до 10,5 кВ, и включение БК на более высокое напряжение достигается увеличением числа последовательно включенных конденсаторов. Для повышения мощности батареи увеличивают число параллельно включенных ветвей.

В трехфазной сети фазы БК соединяют в «звезду» (рис. 4.14, *б*) и «треугольник» (рис. 4.14, *в*). При соединении в «звезду» мощность БК

$$Q_{\text{БК}} = 3U_{\text{ф}}^2 \omega C = U^2 \omega C, \qquad (4.28)$$

а при соединении в «треугольник»

$$Q_{\text{БК}} = 3U^2 \omega C, \qquad (4.29)$$

т.е. в три раза больше.

Регулирование выдаваемой мощности батареи осуществляется включением и отключением части параллельных ветвей конденсаторной батареи.

Установленная мощность БК складывается из мощностей отдельных конденсаторов. Располагаемая ее мощность меньше установленной, так как рабочее напряжение на отдельных конденсаторах меньше их номинального напряжения.

Батареи конденсаторов обладают отрицательным регулирующим эффектом, т.е. при уменьшении напряжения в сети они снижают выдаваемую реактивную мощность, что приводит к еще большему снижению напряжения. Это является недостатком БК. К другим их недостаткам можно отнести ступенчатость регулирования мощности и сильную зависимость выдаваемой мощности от напряжения сети.

Преимуществом БК являются их малая стоимость и эксплуатационные расходы. Потери в БК достаточно малы, в удельном выражении они в несколько раз ниже, чем в других КУ. Кроме того, допускается большая свобода при выборе мест установки батарей. Установленная мощность БК может изменяться в диапазоне от 25...50 квар (самые мелкие установки в городских и сельских сетях напряжением 380 В) до 25 Мвар и более (крупные батареи, установленные на высоковольтных подстанциях). Батареи конденсаторов могут присоединяться к любой точке электрической сети, что позволяет размещать их непосредственно у мест потребления реактивной мощности, например в цехах промышленных предприятий, распределительных пунктах и даже внутри некоторых электроприемников (газоразрядные светильники).

Синхронные компенсаторы (СК) представляют собой синхронный двигатель, работающий на холостом ходу. Ротор СК изготовляется облегченным по сравнению с генератором или двигателем. Схема замещения СК, включенного на шины электрической сети с напряжением $U_{СК}$, построена на рис. 4.15, *а*.

В режиме перевозбуждения СК работает как генератор реактивной мощности и выдает ее в сеть. Нагрузка сети имеет индуктивный характер и потребляет мощность, выдаваемую СК. На векторной диаграмме это отображается отстающим на 90° вектором тока СК (рис. 4.15, *б*).

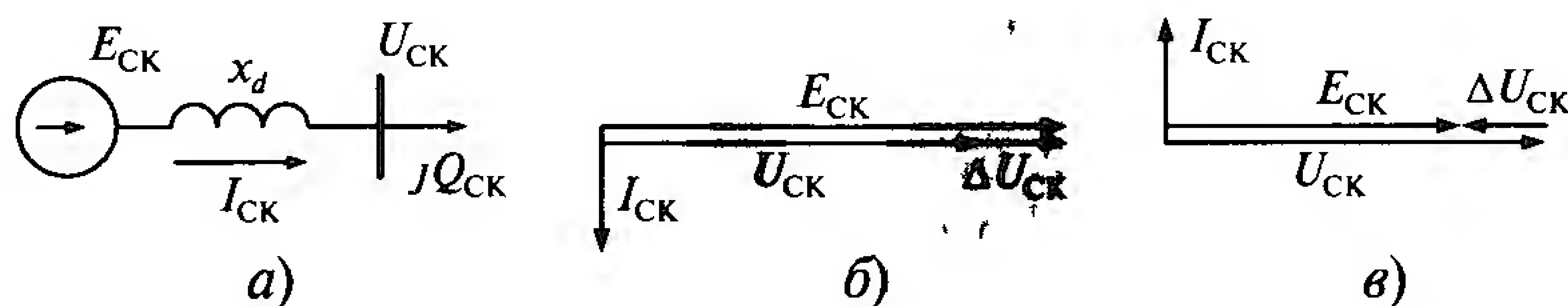


Рис. 4.15. Схема замещения (*а*) и векторные диаграммы СК (*б* и *в*)

Падение напряжения на сопротивлении x_d совпадает по направлению с напряжением и ЭДС $E_{СК}$, которая получается как сумма двух векторов, направленных по вещественной оси:

$$E_{СК} = U_{СК} + \Delta U_{СК} = U_{СК} + \sqrt{3}\underline{I}_{СК} jx_d.$$

Ток СК

$$\underline{I}_{СК} = \frac{E_{СК} - U_{СК}}{\sqrt{3} j x_d} = -j\frac{E_{СК} - U_{СК}}{\sqrt{3}\, x_d},$$

а мощность

$$\underline{Q}_{СК} = \sqrt{3}\, U_{СК}\, \underline{I}_{СК} = jU_{СК}\frac{E_{СК} - U_{СК}}{x_d}. \qquad (4.30)$$

Величина $Q_{СК}$ зависит от ЭДС $E_{СК}$, которая определяется током возбуждения синхронного компенсатора.

Располагаемая реактивная мощность СК в режиме перевозбуждения $Q^{+}_{СК}$ соответствует номинальному току возбуждения и равна номинальной мощности синхронной машины $S_{СКном}$. Активная мощность равна потерям мощности в компенсаторе и очень мала по сравнению с $S_{СКном}$.

В режиме недовозбуждения СК потребляет реактивную мощность (забирает ее из сети). Ток на векторной диаграмме меняет направление на противоположное (рис. 4.15, *в*). Это происходит при снижении тока возбуждения до значения, при котором $U_{СК} > E_{СК}$. Исходя из тех же конструктивных и режимных особенностей СК, что и синхронного генератора, величина располагаемой реактивной мощности СК в режиме недовозбуждения $Q^{-}_{СК}$ ограничивается минимальным током возбуждения и составляет 50%, а для некоторых даже 30% номинальной мощности машины.

Следует отметить, что направление тока на схеме замещения (см. рис. 4.15, *а*) выбрано от $E_{СК}$ к шинам $U_{СК}$. Это соответствует смыслу генерации (выдачи) мощности. Однако СК, как и синхронный генератор, является поперечным элементом электрической сети, который генерирует или потребляет мощность, и положительная ориентация тока и потоков мощности обычно принимается от узла. В связи с этим ток в схеме замещения следует ориентировать в противоположном направлении. В этом случае в режиме перевозбуждения ток СК будет опережать, а в режиме недовозбуждения отставать от $U_{СК}$. Говорят, что в режиме генерации реактивной мощности СК работает с опережающим током (относительно сети), а в режиме потребления — с отстающим током (также относительно сети).

Синхронные компенсаторы устанавливаются на крупных подстанциях с напряжением 220 кВ и выше и присоединяются к обмотке низкого напряжения автотрансформаторов. Иногда СК ставятся на удаленных от источников энергии подстанциях, питаемых по загруженным ЛЭП.

Достоинствами СК являются плавное регулирование реактивной мощности, возможность увеличения выдаваемой реактивной мощности при понижении напряжения, что соответствует положительному регулирующему эффекту такой нагрузки, а также возможность как выдачи, так и потребления реактивной мощности, т.е. широкий диапазон регулирования. К недостаткам следует отнести их высокую стоимость и эксплуатационные расходы, а также повышенные по отношению к другим КУ потери мощности.

Синхронные двигатели (СД), установленные у потребителей, могут быть использованы как источники реактивной мощности. Они имеют номинальный опережающий $\cos\varphi = 0{,}9$ и, работая в номинальном режиме, выдают реактивную мощность.

Располагаемая реактивная мощность СД $Q_{расп}$ может быть больше номинальной реактивной мощности, если коэффициент загрузки двигателей $\beta < 1$. В режиме перевозбуждения $Q_{расп}$ может быть определена по формуле

$$Q^{+}_{расп} = \alpha Q_{ном}, \qquad (4.31)$$

где α — средняя относительная величина располагаемой реактивной мощности СД.

Коэффициент α зависит от коэффициента загрузки двигателя активной мощностью β и напряжения на его зажимах: $\alpha = f(\beta, U)$, а также от типа СД и по данным [17] находится в пределах от 0,8 до 1,45.

В режиме недовозбуждения СД могут потреблять не более 30% номинальной реактивной мощности двигателя:

$$Q^{-}_{расп} = 0{,}3\,Q_{ном}.$$

Хотя СД дороже асинхронных двигателей, все же они выгоднее, чем асинхронные двигатели, применяемые совместно с КУ.

Шунтирующие реакторы (ШР) представляют собой катушки индуктивности, рассчитанные на высокое напряжение, и в противоположность БК потребляют реактивную мощность из сети, т.е. являются потребителями реактивной мощности. Однако ШР также можно считать компенсирующими устройствами, так как они предназначены для компенсации зарядной мощности ЛЭП высокого и сверхвысокого напряжений (рис. 4.16). Мощность, потребляемая реактором, зависит от напряжения:

$$Q_{шр} = U^2/(\omega L), \qquad (4.32)$$

где L — индуктивность фазы реактора.

Шунтирующие реакторы, как и все другие устройства, предназначенные для компенсации реактивной мощности, являются

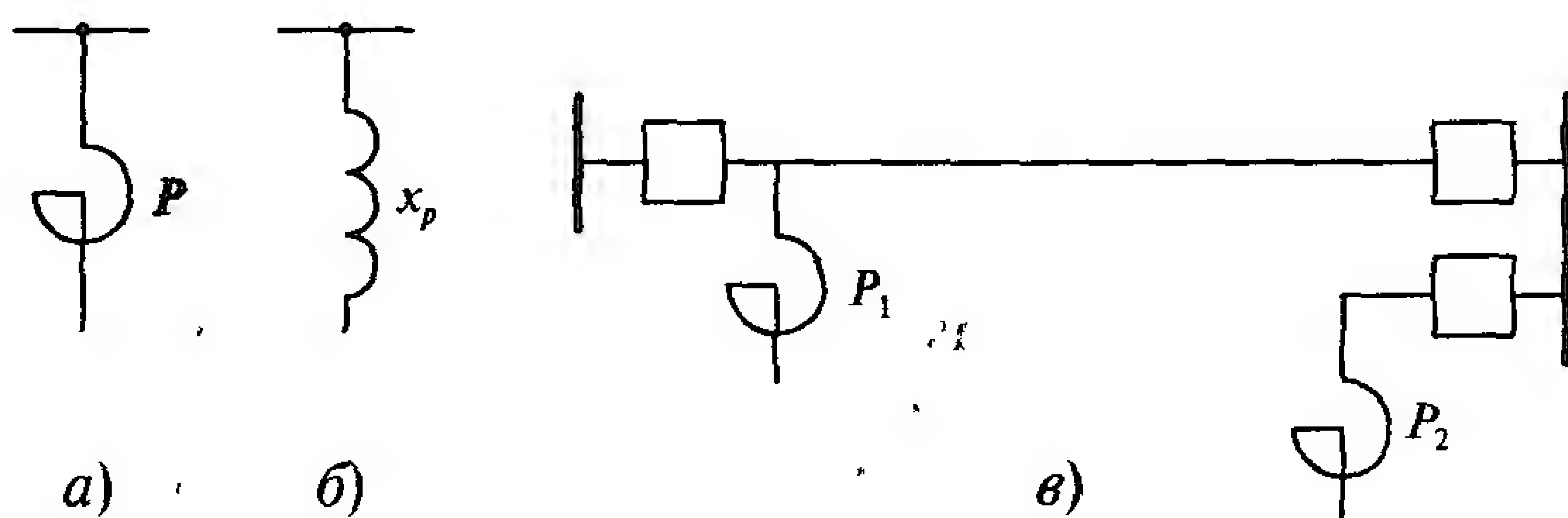


Рис. 4.16. Шунтирующий реактор: обозначение (*а*), схема замещения (*б*) и схема включения в ЛЭП (*в*)

поперечными элементами сети. Их обозначение при установке в сети дано на рис. 4.16, *а*, а схема замещения — на рис. 4.16, *б*. На рис. 4.16, *в* показано, что реакторы можно включать на постоянную работу в ЛЭП (слева) или через выключатель, чтобы иметь возможность регулировать режим по реактивной мощности (справа).

Статические тиристорные компенсаторы (СТК) представляют собой трехфазный выпрямительный блок, нагрузкой которого является реактор. Энергия магнитного поля реактора используется для генерирования реактивной мощности путем направления запасенной в реакторе энергии в ту фазу и те моменты времени, когда ток в этой фазе опережает напряжение.

Схемы СТК весьма разнообразны. Схема СТК для включения в сеть высокого напряжения (рис. 4.17) состоит из регулируемой тиристорно-реактивной группы (ТРГ) и нерегулируемой емкостной части в виде БК. На рисунке показано, что управление тиристорным ключом (ТК) выполняется с помощью специальной системы управления. Мощность таких устройств составляет 25, 50 или 80 Мвар при напряжении 10 или 20 кВ.

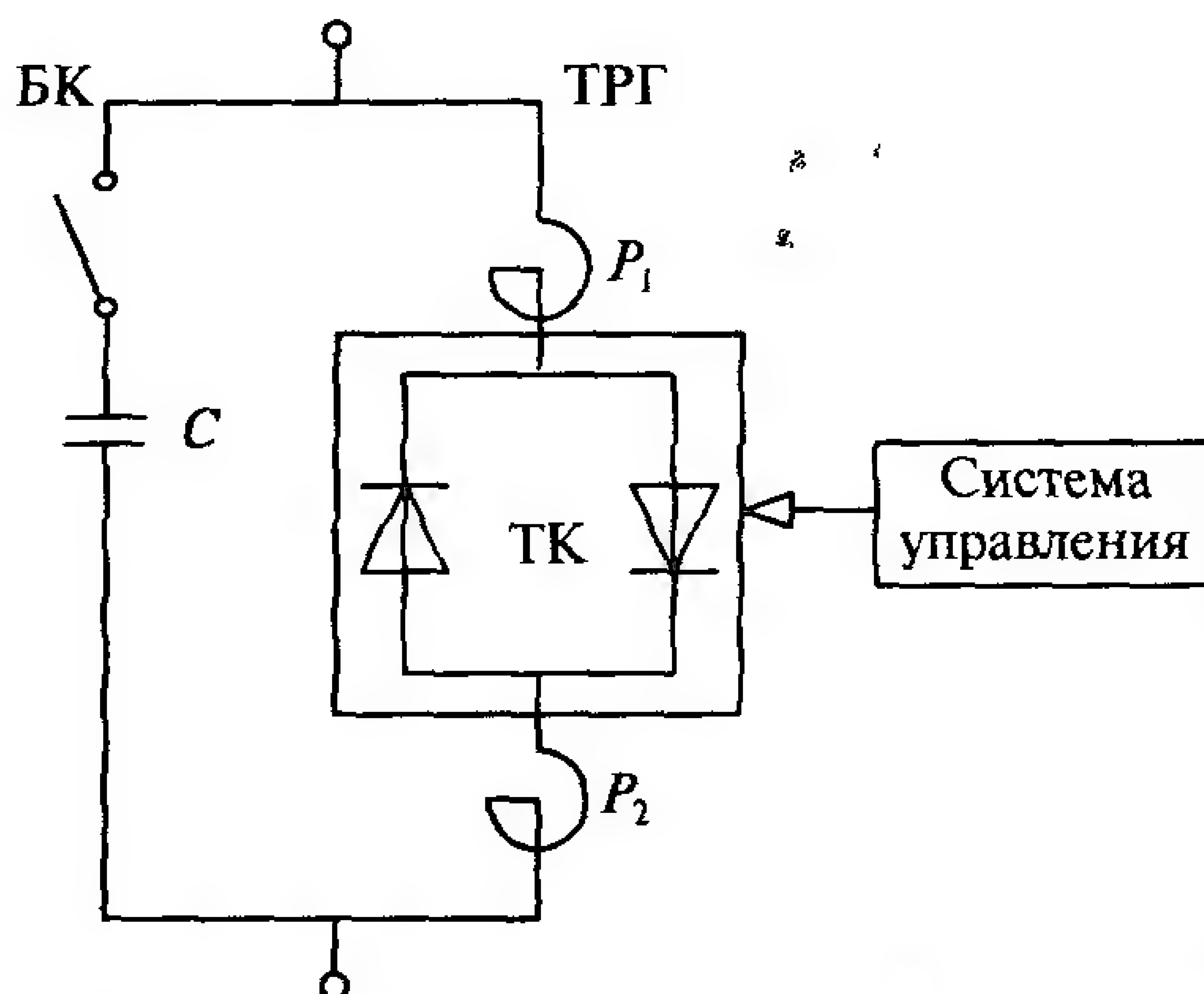
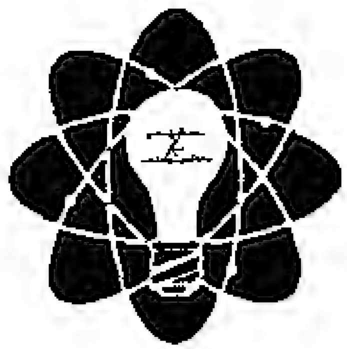


Рис. 4.17. Схема СТК для сети высокого напряжения

Вопросы для самопроверки

1. Какие составляющие входят в баланс активных и реактивных мощностей в ЭЭС?
2. Какие отклонения частота в ЭЭС допускаются государственным стандартом?
3. Что происходит с частотой в ЭЭС при снижении генерируемой активной (реактивной) мощности?
4. Что происходит с напряжением на шинах станции при снижении генерируемой активной (реактивной) мощности?
5. Какую мощность изменяют на электростанции, чтобы регулировать частоту в ЭЭС?
6. Какую мощность изменяют на электростанции, чтобы регулировать напряжение на шинах станции?
7. Что необходимо сделать в турбине для восстановления равновесия между увеличенной мощностью генерации и мощностью турбины?
8. Что произойдет с нерегулируемой турбиной при снижении электромагнитного момента генератора?
9. На какие трудности наталкивается астатическое регулирование с помощью автоматического регулятора скорости турбины?
10. Под действием какого регулятора выполняют первичное регулирование частоты?
11. С какой целью осуществляют вторичное регулирование частоты?
12. Под действием какого регулятора выполняют вторичное регулирование частоты?
13. Запишите закон первичного (вторичного) регулирования частоты.
14. Запишите закон первичного (вторичного) регулирования частоты в ЭЭС.
15. Как производится вторичное регулирование частоты в ЭЭС методом ведущей станции по частоте?
16. Каким требованиям должна удовлетворять станция, выбираемая в ЭЭС в качестве ведущей?
17. Каким образом производится восстановление частоты в ЭЭС при отсутствии достаточного резерва мощности?
18. Какие электроприемники в основном потребляют реактивную мощность?
19. От чего зависит величина реактивной мощности, потребляемой электроприемниками?
20. Для каких режимов при проектировании электрических сетей проверяется баланс реактивной мощности?
21. За счет чего достигается превышение выработки реактивной мощности на электростанциях?
22. Какие ограничения накладываются на параметры режима работы генератора?
23. Какие ограничения накладываются на располагаемую реактивную мощность генератора?

24 Какое назначение имеют компенсирующие устройства в ЭЭС?
25 Как рассчитать рабочую реактивную мощность конденсаторной батареи?
26 Как определяется располагаемая реактивная мощность синхронного компенсатора?
27 Какими преимуществами и недостатками обладают батареи конденсаторов и синхронные компенсаторы?
28 Как определяется располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя?
29 Где в электрических сетях применяются шунтирующие реакторы?
30 Какой принцип работы заложен в статических тиристорных компенсаторах?



ГЛАВА 5

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

5.1. МЕТОДЫ И ПРИНЦИПЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Потребление мощности в ЭЭС изменяется в течение времени Различным режимам работы потребителей соответствуют разные потоки мощности, передаваемые по сети, и, следовательно, разные потери напряжения В режиме наибольших нагрузок сеть, как правило, сильно загружена и потери напряжения в ее элементах большие В нормальных режимах потери напряжения меньше, а в режиме наименьших нагрузок могут быть совсем незначительными

Отклонение напряжения в узлах сети обычно определяется в процентах относительно номинального напряжения сети

$$V = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \qquad (5\ 1)$$

Наибольшие отклонения напряжения у потребителей обычно происходят в аварийных режимах — при отключениях линий и выходе из работы крупного оборудования (генераторов, трансформаторов)

Работа электроприемников с наилучшими технико-экономическими показателями (высокий КПД, надежность, электромагнитная безопасность и т п) возможна только при небольших отклонениях напряжения на их выводах ГОСТ 13109—97 определяет нормальные и предельно допустимые отклонения напряжения у электроприемников (см п 4 1), а ГОСТ 721—77 (см табл В 3) устанавливает наибольшие рабочие напряжения для оборудования ЭЭС Кроме того, для трансформаторов электрической сети устанавливается превышение напряжения не более чем на 5% относительно напряжения рабочего ответвления регулирующего устройства, что связано с недопустимостью перехода на нелинейную часть кривой намагничивания трансформатора

Нижний уровень напряжений в электрической сети определяется условиями регулирования напряжения в распределительных

сетях и устойчивостью работы ЭЭС. Указанные требования к отклонению напряжения в электрической сети и на выводах электроприемников обусловливают необходимость регулирования напряжения во всех видах электрических сетей. Различают централизованное и локальное регулирования напряжения.

При централизованном регулировании напряжение изменяют в центре питания (ЦП), которым могут быть шины электростанции, а также шины среднего или низкого напряжения понижающей подстанции. Локальное регулирование используют в питающих и распределительных сетях для отдельных групп потребителей или электроприемников (групповое регулирование). Иногда регулирование выполняют для отдельного электроприемника (индивидуальное регулирование).

Рассмотрим схему электрической сети, изображенную на рис. 5.1. Напряжение на генераторе, равное номинальному напряжению генератора, на 5% выше номинального напряжения сети. Если сеть имеет номинальное напряжение 10 кВ, то номинальное напряжение генератора 10,5 кВ. На генераторе допускается нормальное превышение напряжения относительно его номинального напряжения на 5%. Пусть генератор (см. рис. 5.1) работает с наибольшим рабочим напряжением, тогда отклонение напряжение на его выводах составляет +10% относительно номинального напряжения сети.

Силовые трансформаторы, как правило, имеют номинальные напряжения обмоток на 5...10% выше номинального напряжения сети, к которой они присоединены. Это требуется для того, чтобы рабочее напряжение сети можно было поддерживать выше номинального напряжения из-за необходимости компенсации потерь напряжения. Следовательно, трансформаторы работают на повышенном напряжении; для обеспечения их работы при токе, соответствующем линейной части характеристики намагничивания, обмотки трансформатора рассчитывают на номинальное напряжение большее, чем номинальное напряжение сети.

В каждом элементе цепочки шин *a*, *b*, ..., *h*, показанной на рис. 5.1, происходит потеря напряжения. В режиме максимальных нагрузок эта величина в среднем для линий равна 10%, а для трансформаторов 5%.

Отклонение напряжения в конечной точке *h* без использования специальных средств составило бы величину

$$V_h = V_a - \Delta U_{\text{Т}1} - \Delta U_{\text{Л}1} - \Delta U_{\text{Т}2} - \Delta U_{\text{Л}2} - \Delta U_{\text{Т}3} -$$

$$- \Delta U_{\text{Л}3} - \Delta U_{\text{Т}4} = 10 - 5 - 10 - 5 - 10 - 5 - 10 - 5 = -40\%. \quad (5.2)$$

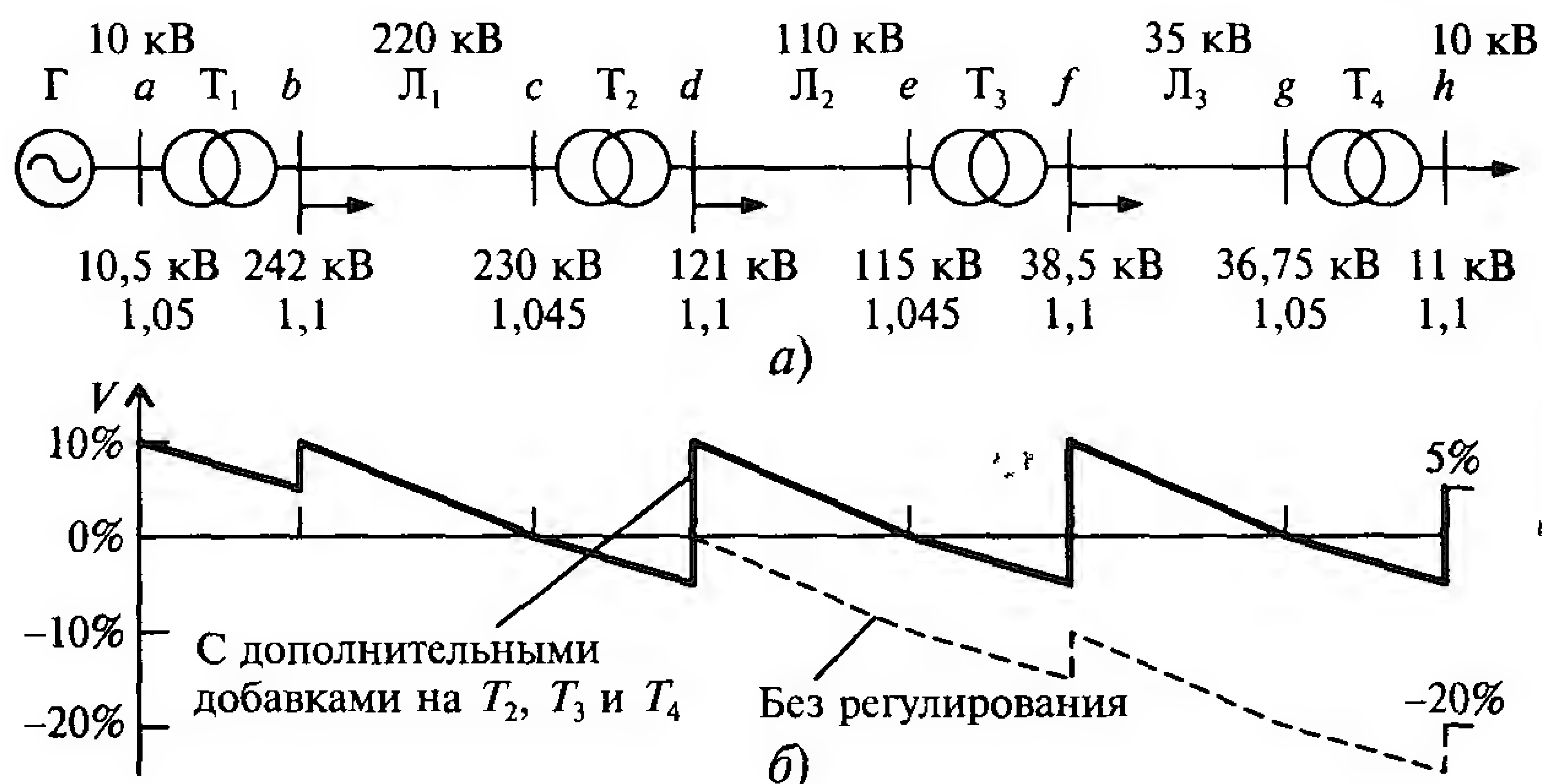


Рис. 5.1. Схема электрической сети (*а*) и графики отклонения напряжения (*б*)

Такое снижение напряжения недопустимо как для всякого потребителя, так и для электрической сети. Поэтому трансформаторы даже без каких-либо средств регулирования напряжения изготавливают с таким соотношением напряжений обмоток, чтобы обеспечить добавку напряжения при трансформации порядка 5%. На рис. 5.1 указаны действительные и относительные величины номинальных напряжений обмоток трансформаторов. Разность относительных напряжений для каждого трансформатора дает его добавку ΔV. Следовательно, в среднем можно считать, что при потере напряжения в трансформаторе порядка 5% она компенсируется добавкой напряжения трансформатора и в расчете по формуле (5.2) отклонение напряжения в точке *h* окажется не –40, а –20%.

Этого, однако, также нельзя допустить, поскольку в конечном счете к точке *h* присоединяется распределительная сеть 10/0,38 кВ, где тоже есть потери напряжения, которые необходимо компенсировать положительным отклонением величины напряжения в точке *h* до 5...10%. Следовательно, в цепочке *a*, ..., *h* требуется еще суммарная добавка напряжения порядка (5...10%) – (–20%) = 25...30%. Это достигается установкой в сети устройств регулирования напряжения, которые либо обеспечивают снижение потерь напряжения в линиях и трансформаторах, либо вводят дополнительные добавки напряжения в трансформаторах. Следует отметить, что в рассматриваемой схеме сети трансформатор T_1 является повышающим, а все другие — понижающими. Повышающий трансформатор на электростанции не имеет устройства регулирования напряжения, поэтому на электростанции оно возможно только за счет генераторов.

К методам регулирования напряжения относят: регулирование напряжения на электростанциях, с помощью регулирующих устройств трансформаторов на понижающих подстанциях и путем изменения падений напряжения в электрической сети.

Изменение напряжения на электростанциях в ЭЭС может одновременно изменить напряжения во всей передающей сети высокого и сверхвысокого напряжения, и связано это с перераспределением реактивной мощности между электростанциями. В сети, питающейся от одной электростанции (рис. 5.2, *а*), напряжения меняются во всех узлах сети.

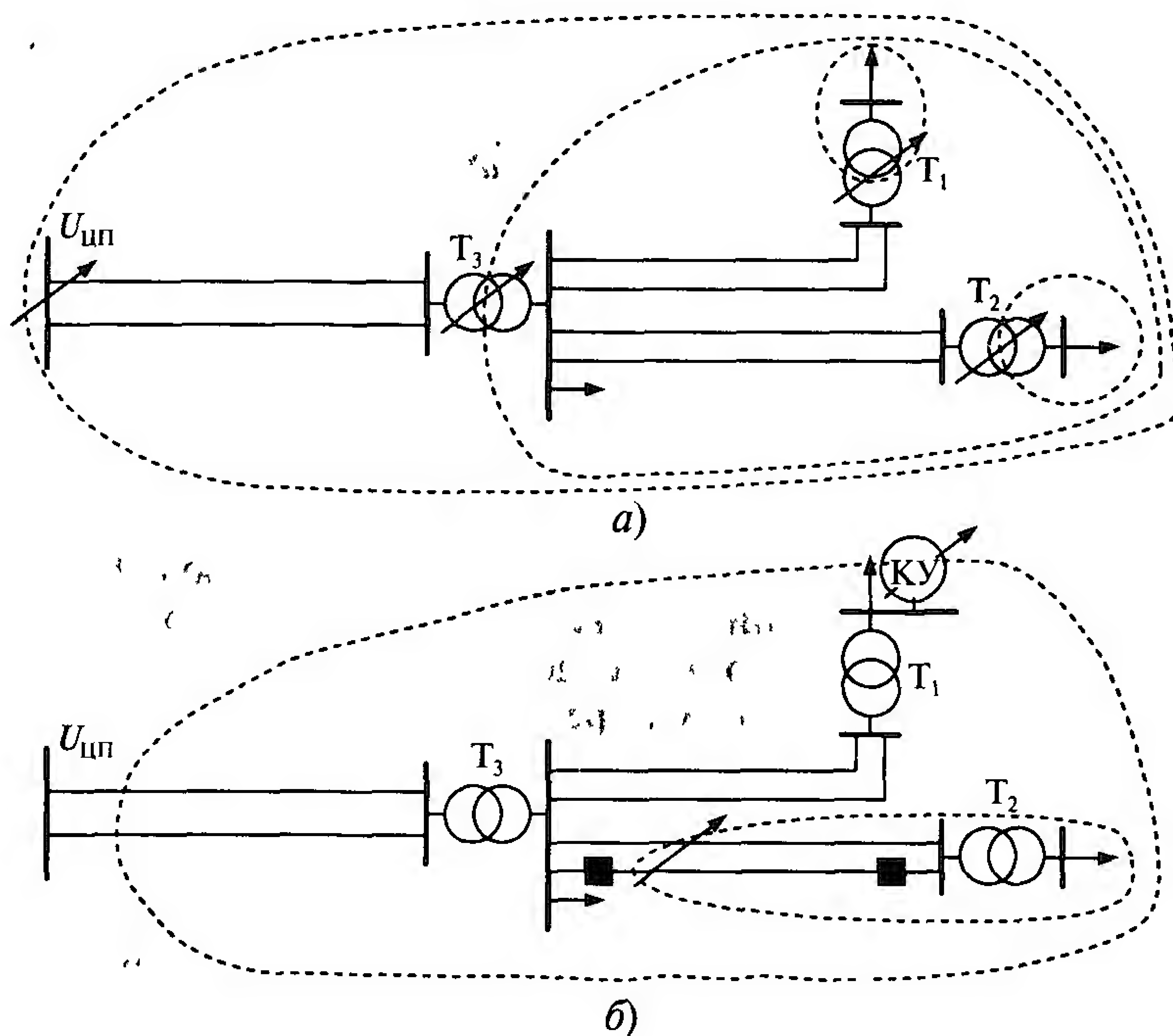


Рис. 5.2 Схема электрической сети с областями влияния при использовании различных методов регулирования напряжения

Изменение коэффициента трансформации одного из понижающих трансформаторов влияет на напряжение шин низкого напряжения (НН) только на этом трансформаторе и на напряжение сети, которая питается от этих шин (рис. 5.2, *а*).

Установка КУ на одной из понижающих подстанций изменит потоки реактивной мощности в ЛЭП по пути от ЦП до данной подстанции, а следовательно, и падение напряжения в этих ЛЭП.

Это повлияет на напряжение во всех узлах сети, кроме ЦП (рис. 5.2, *б*).

Изменить падения напряжения на участках электрической сети можно также отключением и включением части параллельных элементов в сети, например одной цепи двухцепной ЛЭП (рис. 5.2, *б*).

Регулирование напряжения в электрических сетях выполняется по одному из трех принципов:

- стабилизация напряжения;
- стабилизация по заданному графику напряжения;
- встречное (согласное) регулирование.

В соответствии с принципом стабилизации напряжение на шинах нагрузки поддерживается всегда на заданном уровне (рис. 5.3, *а*). Регулирование по заданному графику предусматривает стабилизацию разных заданных значений напряжений на различных временны́х интервалах. В этом случае график напряжения является ступенчатым, например в часы утреннего и вечернего максимумов напряжение поддерживается выше, чем в остальные часы суток (рис 5.3, *б*).

Принципы стабилизации используются при регулировании напряжения на электростанциях и в специальных случаях — для индивидуального регулирования напряжения у некоторых электроприемников.

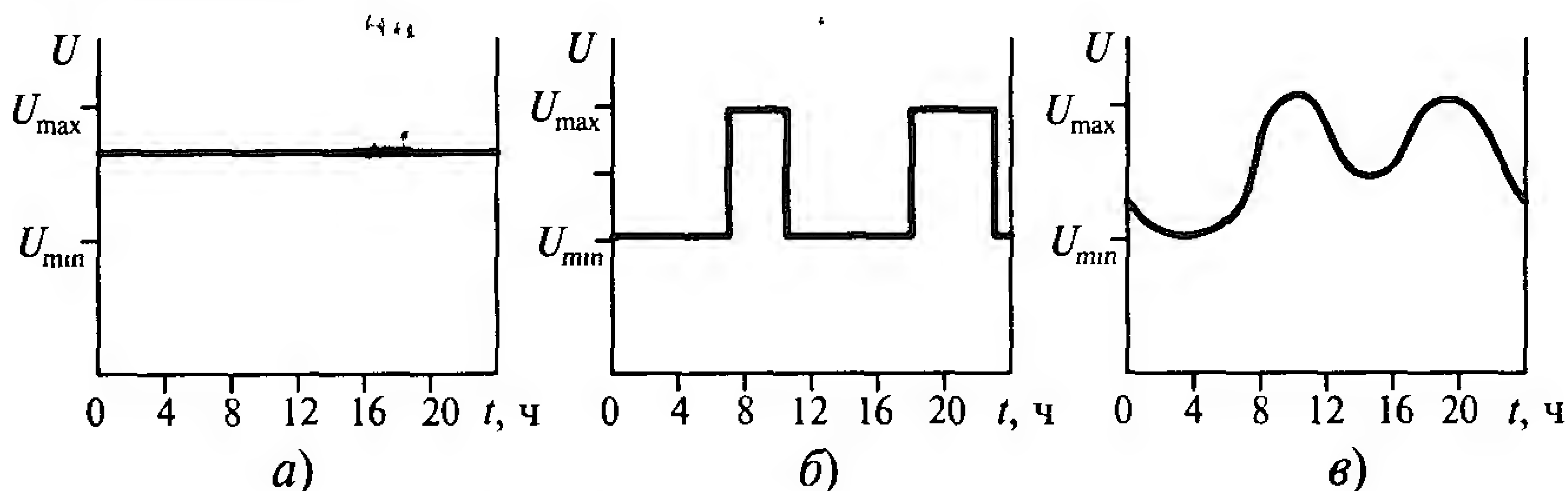


Рис 5 3. Графики напряжения

Принцип встречного регулирования устанавливает значение напряжения на шинах НН понижающих подстанций в зависимости от тока нагрузки. Согласно Правилам устройства электроустановок [21], на шинах ЦП 6...20 кВ должно обеспечиваться встречное регулирование напряжения, при котором напряжение ЦП увеличивается по мере роста нагрузки. В часы максимальной нагрузки напряжение поддерживается на 5...10% выше номинального (не ниже 1,05 от номинального напряжения), а в часы минимальных нагрузок не выше номинального значения. График напряжения

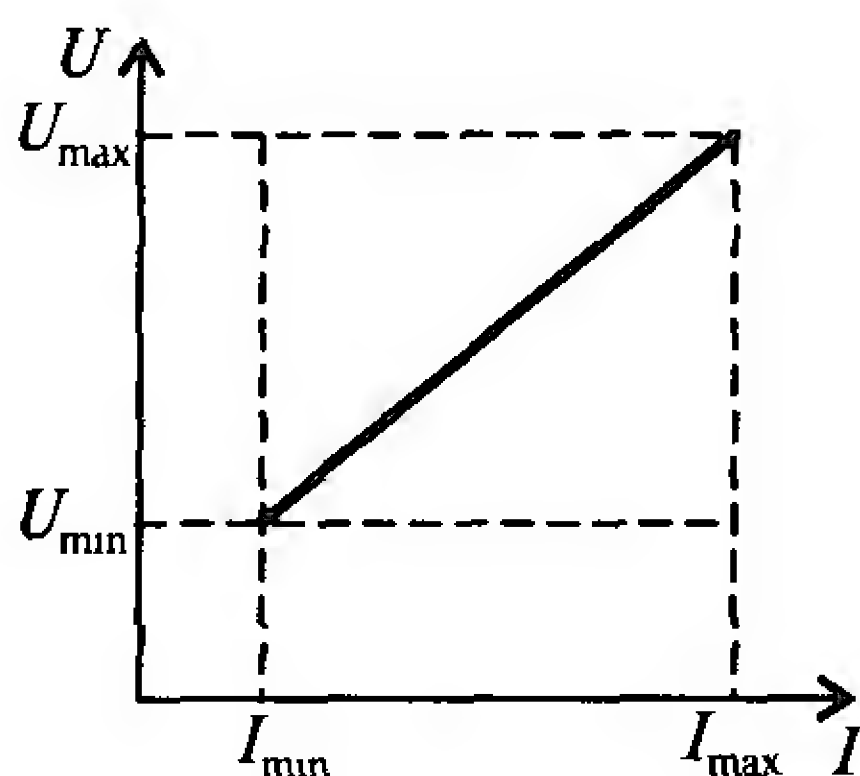


Рис 5 4 Принцип встречного регулирования напряжения

на шинах ЦП по форме повторяет график токовой нагрузки (см. рис. 5.3, *в*). Характеристика регулятора напряжения является линейной в зависимости от тока нагрузки (рис. 5.4).

К средствам регулирования напряжения относятся регуляторы напряжения на электростанциях, регулирующие устройства на понижающих трансформаторах, специальные регулировочные трансформаторы и КУ. Кроме того, к средствам регулирования напряжения можно отнести системы отключения (включения) части параллельно работающих элементов электрической сети.

5.2. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Рабочее напряжение на генераторах может изменяться в пределах от $0{,}95U_{\text{г ном}}$ до $1{,}05U_{\text{г ном}}$. Например, при номинальном напряжении генератора $U_{\text{г ном}} = 10{,}5$ кВ его рабочее напряжение изменяется в пределах от 10 до 11 кВ.

Регулирование напряжения на шинах электрической станции производится автоматически с помощью быстродействующего автоматического регулятора возбуждения (АРВ) синхронных генераторов.

В зависимости от электрической схемы станции используются различные устройства регулирования напряжения. В общем случае можно выделить индивидуальные АРВ генераторов, к которым подводятся сигналы по напряжению и току, а также устройства группового регулирования напряжения (ГРН), которые должны обеспечивать автоматическое распределение реактивной мощности между генераторами и поддерживать напряжение на шинах электростанции или в другой точке ЭЭС согласно заданному режиму работы. Кроме того, к управляющим устройствам регулирования напряжения на электростанции следует отнести блоки ограничения перегрузки ротора и минимального возбуждения (ОМВ), которые, как указано выше, связаны с условиями нагрева стали статора и ротора генератора и статической устойчивостью. На рис. 5.5 показана управляющая схема автоматического регулирования напряжения на электростанции.

АРВ является первичным регулятором напряжения и аналогично АРС турбин при регулировании частоты имеет статизм

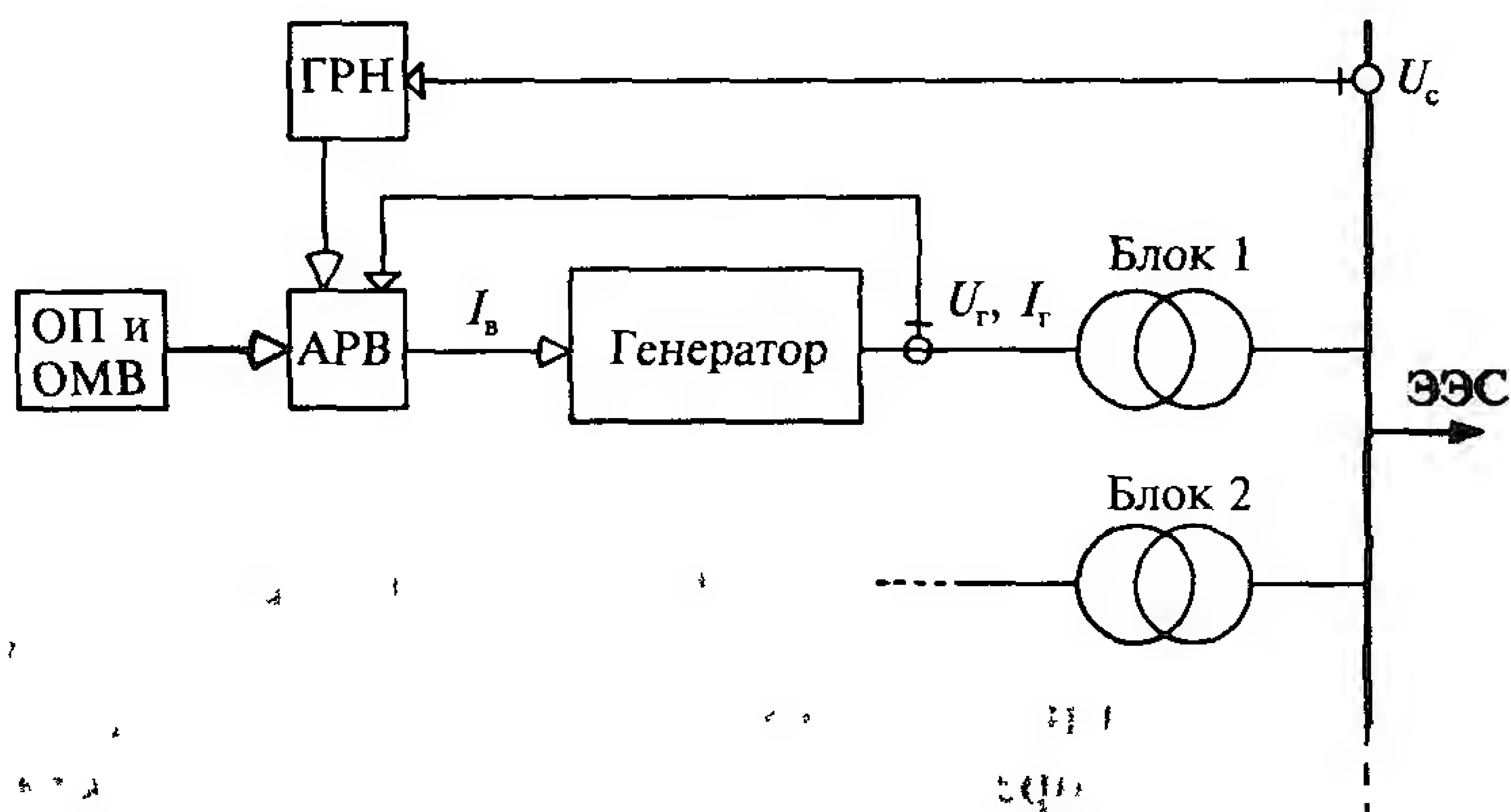


Рис 5 5. Схема автоматического регулирования напряжения на электростанции

(рис. 5.6). Характеристика регулирования АРВ (прямая *1*) имеет крутизну, которая определяется коэффициентом крутизны $k_в$:

$$k_в = \Delta Q_{г*}/\Delta U_*, \tag{5.3}$$

где $\Delta Q_{г*} = \Delta Q_г / Q_{г\ ном}$, $\Delta U_* = \Delta U / U_0$, U_0 — величина напряжения на шинах станции в исходном режиме.

На рис. 5.6 показана статическая характеристика реактивной мощности потребления ЭЭС по напряжению $\Sigma Q_п = \psi_q(U)$, пересечение которой с характеристикой АРВ является рабочей точкой (*a*) исходного режима с напряжением на шинах станции U_0. Реактивная мощность исходного режима равна Q_0.

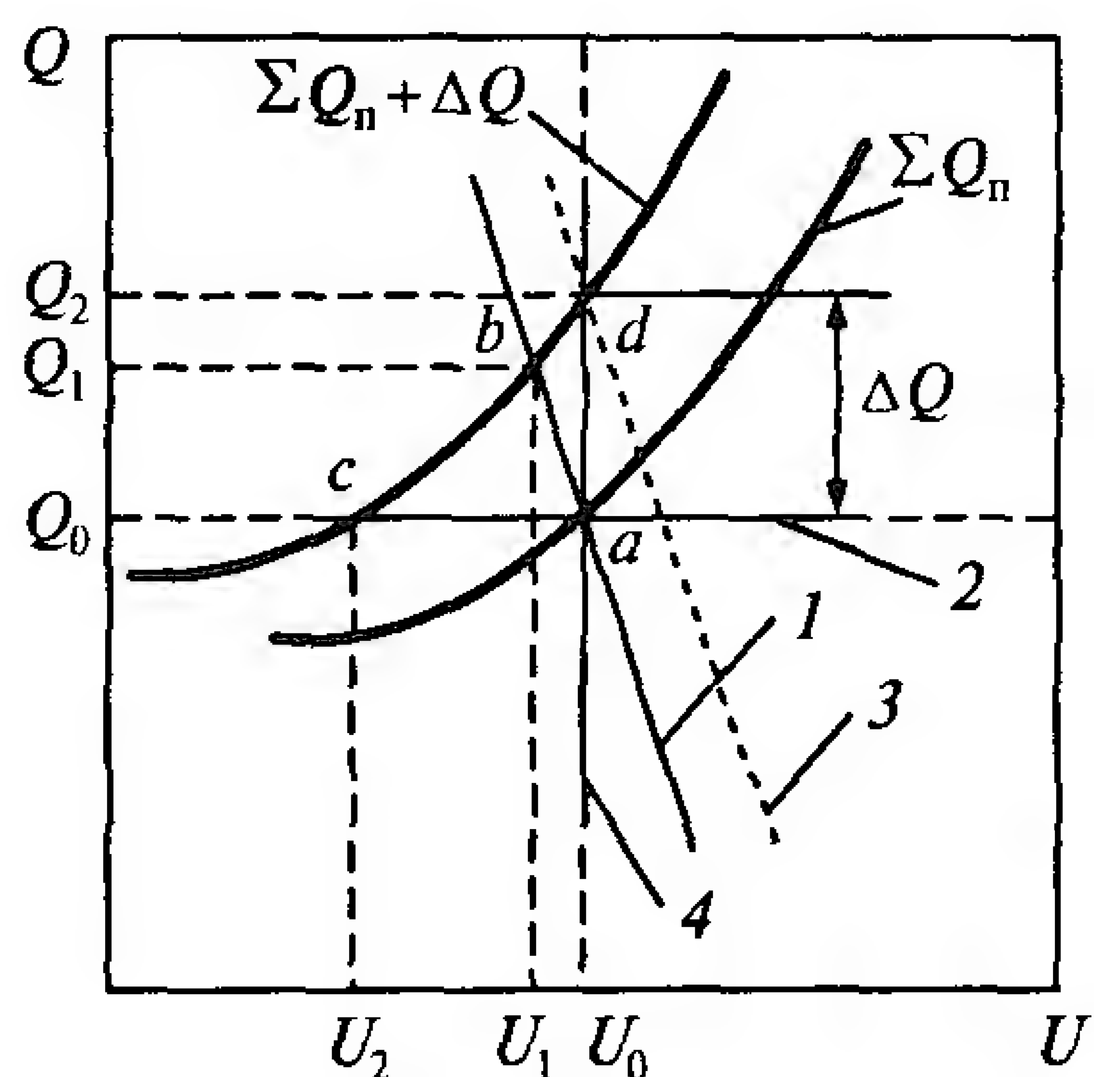


Рис 5 6 Первичное и вторичное регулирования напряжения

При изменении режима потребления реактивной мощности, например увеличении потребления на ΔQ, *в соответствии со статической* характеристикой АРВ рабочая точка установится на пересечении новой статической характеристики $\Sigma Q_п + \Delta Q$ (точка *b*) — это стадия первичного регулирования напряжения устройством АРВ. Точке *b* соответствуют напряжение U_1 и реактивная мощность Q_1, при этом $U_1 < U_0$.

Для дополнительной корректировки напряжения на шинах станции используют вторичное регулирование напряжения с помощью устройства ГРН, которое воздействует на настройку (уставку)

АРВ генераторов. При этом характеристика АРВ перемещается параллельно своему прежнему положению и устанавливается в положение *3*, в котором пересекается с характеристикой $\Sigma Q_п + \Delta Q$ в точке *d*. Напряжение на шинах станции восстанавливается до прежнего значения U_0. Мощность генератора равна Q_2.

При отсутствии регулятора возбуждения — характеристика с $k_в = 0$ (линия *2*, рис. 5.6) — напряжение на шинах станции снизилось бы до значения U_2.

При астатической характеристике первичного регулятора напряжения $k_в = \infty$ (линия *4*, рис. 5.6) на всех генераторах станции их совместная работа не может быть организована, так как в этом случае возникает неопределенность в распределении реактивной мощности между генераторами. Статические регуляторы возбуждения генераторов обеспечивают распределение реактивной мощности между генераторами строго пропорционально коэффициентам крутизны характеристик АРВ.

5.3. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЯХ С ДВУХОБМОТОЧНЫМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

Для регулирования напряжения на трансформаторах понижающих подстанций устанавливают специальное устройство — регулятор под нагрузкой (РПН), представляющее собой автоматическое устройство, меняющее рабочее ответвление витков обмотки трансформатора и, следовательно, коэффициент трансформации трансформатора. Устройство устанавливают в трансформаторах напряжением 35 кВ и выше и размещают в нейтрали обмотки ВН. Это позволяет, во-первых, иметь наиболее плавное регулирование, так как число витков у обмотки ВН больше, чем у НН; во-вторых, при переключениях выполняется коммутация меньших по величине токов, чем на стороне НН; в третьих, включение РПН в заземленную нейтраль на ВН значительно снижает требования к уровню изоляции устройства регулирования.

В упрощенном виде схема переключений ответвлений двухобмоточного трансформатора представлена на рис. 5.7.

На стороне ВН трансформатора последовательно соединяются нерегулируемая и регулируемая обмотки. Обе обмотки размещены на одном магнитопроводе, здесь же находится и обмотка НН. Регулируемая обмотка может иметь 12, 16 или 18 ступеней регулирования по 1,5 или 1,78%, т.е. диапазоны регулирования ±9, ±12 или ±16% $U_{ном}$. Для простоты на рис. 5.7 показаны всего 4 ступени (±2).

Переключающее устройство состоит из двух переключателей $П_1$ и $П_2$, двух контакторов $К_1$ и $К_2$ и токоограничивающего реактора Р. В положении, показанном на рис. 5.7, ток в обмотке ВН проходит через плечи реактора в противоположных направлениях, вследствие чего результирующий магнитный поток реактора очень мал и его сопротивление незначительно.

В среднем положении переключателей отпаек (номинальное ответвление) трансформатор работает с основным (номинальным) коэффициентом трансформации (см. рис. 5.7). В других положениях (на других ответвлениях) коэффициент трансформации уменьшается или увеличивается в зависимости от того, согласно или встречно с витками основной обмотки включаются дополнительные витки регулируемой обмотки. При подаче сигнала перехода на верхнюю соседнюю отпайку операции по переключениям выполняют в следующем порядке:

- отключается контактор $К_1$;
- переключатель $П_1$ переводится на верхнее соседнее ответвление;
- включается контактор $К_1$;
- отключается контактор $К_2$;
- переключатель $П_2$ переводится на верхнее соседнее ответвление;
- включается контактор $К_2$.

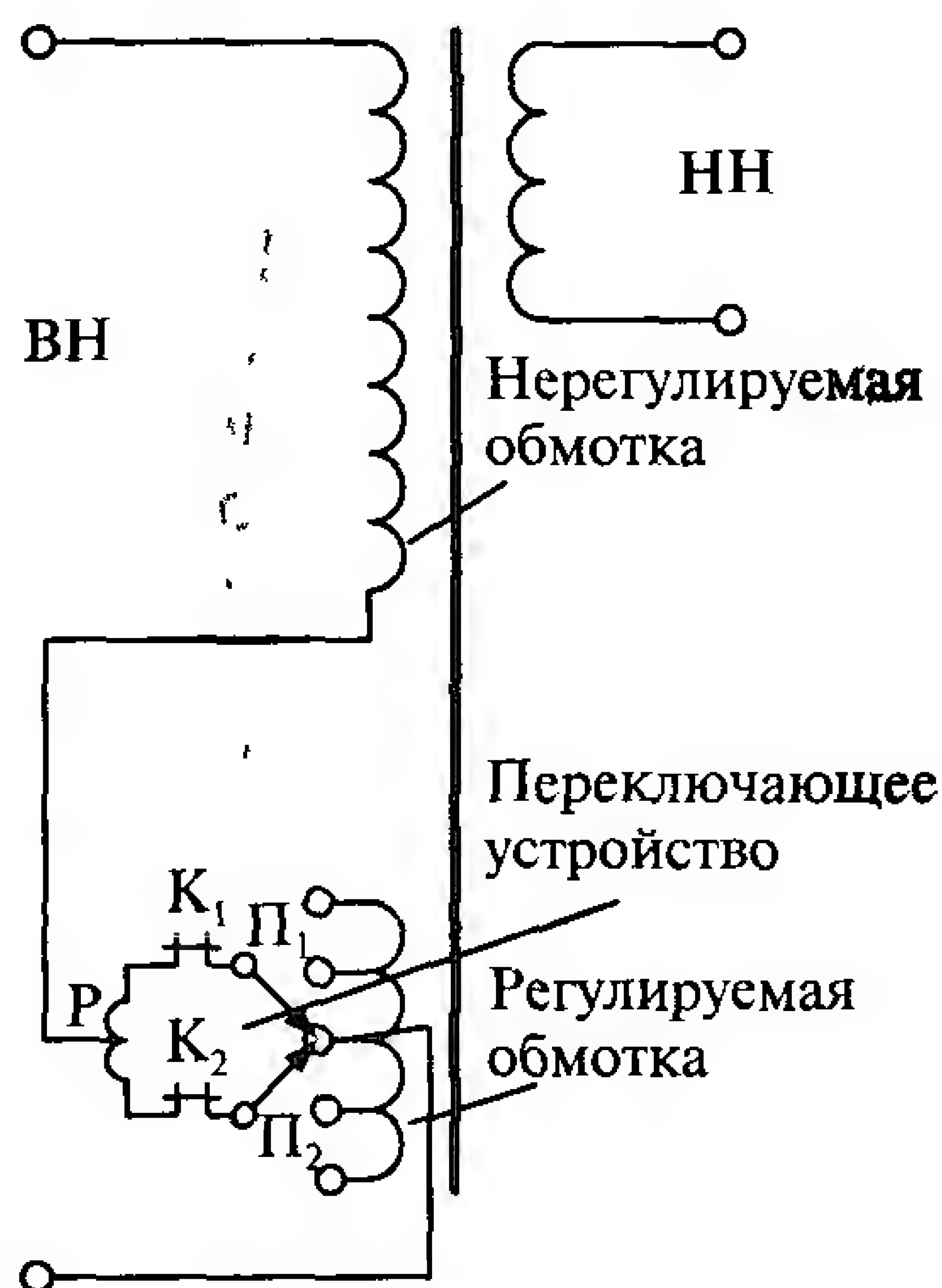


Рис. 5.7. Упрощенная схема регулирования напряжения двухобмоточного трансформатора

В то время, когда переключатели находятся на разных ответвлениях и оба контактора включены, по контуру, образованному всеми элементами переключающего устройства, протекает уравнительный ток, вызванный ЭДС, наводимой в замкнутых через переключающее устройство витках регулируемой обмотки. Плечи реактора для этого тока будут соединены последовательно, и реактивное сопротивление реактора велико, что будет препятствовать короткому замыканию между ответвлениями.

При переходе на нижнее ответвление работа переключателей и контакторов происходит в обратном порядке, т.е. вначале срабатывают $К_2$ и $П_2$, а затем $К_1$ и $П_1$.

Переключающее устройство размещают в баке трансформатора. Контакторы устанавливают в отдельном, залитом маслом стальном

кожухе, укрепляемом как снаружи бака трансформатора, что обеспечивает наиболее удобную ревизию и ремонт их элементов, так и внутри бака.

Ввиду того, что при напряжении 220 кВ и выше реакторы переключающего устройства РПН получаются очень громоздкими, в таких трансформаторах применяют переключающие устройства с активными сопротивлениями, рассчитанными на кратковременную работу. Последнее возможно при использовании мощных быстродействующих приводов контакторов со скоростями срабатывания порядка десятых долей секунды.

Рассмотренное устройство РПН называют *встроенным.*

Трансформаторы городских и сельских электрических сетей напряжением ниже 35 кВ снабжаются устройством переключения без возбуждения (ПБВ), т.е. с возможностью переключения ответвлений только при снятом напряжении. Трансформаторы с ПБВ имеют основное ответвление с номинальным напряжением и четыре ступени регулирования по 2,5%, т.е. дополнительные ответвления с изменением напряжения относительно его номинального значения на +5; +2,5; –2,5 и –5 (±2×2,5)%. Ответвления этих трансформаторов переключаются либо при изменении схемы электроснабжения, либо при переходе от сезонных максимальных нагрузок к минимальным и наоборот. Суточное регулирование в этих сетях возлагается на ЦП.

Устройство ПБВ также является встроенным устройством регулирования.

При проектировании электрической сети выполняют расчет режимов наибольших и наименьших нагрузок и проверяют возможность регулирования напряжения с помощью РПН или ПБВ установленных понижающих трансформаторов. Для этого определяют номер или напряжение ответвления, необходимого для достижения желаемого напряжения на шинах НН подстанции. В этом случае, как правило, регулирование осуществляется в соответствии с принципом встречного регулирования напряжения. Так как на сопротивлениях трансформатора имеется падение напряжения, то при выборе ответвления необходимо вычислить напряжение за сопротивлением трансформатора $U_{\text{Н}}^{(\text{В})}$ — напряжение на выводах обмотки НН, приведенное к напряжению ВН (рис. 5.8).

Напряжение на шинах НН вычисляется по формуле

$$U_{\text{Н}} = U_{\text{Н}}^{(\text{В})} \frac{1}{k_{\text{Т}}} = U_{\text{Н}}^{(\text{В})} \frac{U_{\text{Н ном}}}{U_{\text{отв}}}, \qquad (5.4)$$

где $U_{\text{Н}}^{(\text{В})} = |U_{\text{В}} - \Delta \underline{U}|$; $\Delta \underline{U}$ — падение напряжение на сопротивлениях обмоток трансформатора; $U_{\text{В}}$ — напряжение на шинах ВН; $k_{\text{т}}$ —

коэффициент трансформации, подлежащий определению; $U_{\text{отв}}$ — искомое напряжение ответвления.

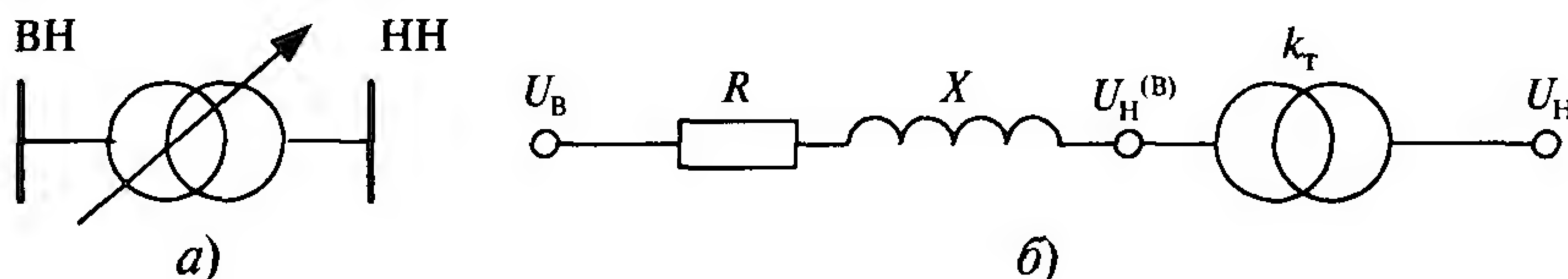


Рис. 5.8. Трансформатор с РПН: *а* — обозначение, *б* — схема замещения

Из (5.4) найдем напряжение ответвления $U_{\text{отв}}$ при условии, что напряжение на шинах НН равно желаемому напряжению, т.е. $U_{\text{Н}} = U_{\text{жел}}$:

$$U_{\text{отв}} = U_{\text{Н}}^{(\text{В})} \frac{U_{\text{Н ном}}}{U_{\text{жел}}}. \tag{5.5}$$

Вычисленное по (5.5) напряжение ответвления следует использовать для определения напряжения ближайшего стандартного ответвления. Ряд стандартных напряжений ответвлений может быть получен по формуле

$$U_{\text{отв ст}} = U_{\text{В ном}} \pm m\,\Delta U_{\text{отв}} = U_{\text{В ном}} \pm m\,\frac{\Delta U'_{\text{отв}}}{100}\,U_{\text{В ном}}, \tag{5.6}$$

где m — номер ответвления в сторону увеличения (знак плюс) или уменьшения (знак минус) коэффициента трансформации ($m = 0, 1, \ldots, m_{\max}$); $m_{\max}$ — максимально возможное количество ответвлений трансформатора в сторону увеличения $k_{\text{т}} - m^{+}_{\max}$ или в сторону уменьшения $m^{-}_{\max}$, обычно $m^{+}_{\max} = m^{-}_{\max}$; $\Delta U_{\text{отв}}$ и $\Delta U'_{\text{отв}}$ — шаг изменения напряжения при переходе на соседнее ответвление в киловольтах и процентах соответственно.

Следует заметить, что уменьшение коэффициента трансформации приводит к увеличению напряжения на шинах НН, а увеличение — к его уменьшению.

Действительное напряжение на шинах НН с учетом выбранного ответвления

$$U_{\text{Н}} = U_{\text{Н}}^{(\text{В})} \frac{U_{\text{Н ном}}}{U_{\text{отв ст}}}. \tag{5.7}$$

Для проверки возможности регулирования напряжения с помощью ответвлений РПН или ПБВ можно не определять напряжения ответвлений, а вычислить номер ответвления, обеспечивающий желаемое напряжение. Из (5.6) выразим номер ответвления m, заменив стандартное напряжение ответвления $U_{\text{отв ст}}$ на напряжение ответвления, полученное из (5.5):

$$m = \left| \mp \frac{100}{\Delta U'_{\text{отв}} U_{\text{В ном}}} \left(U_{\text{Н}}^{(\text{В})} \frac{U_{\text{Н ном}}}{U_{\text{жел}}} - U_{\text{В ном}} \right) \right|. \tag{5.8}$$

Если m входит в допустимый диапазон номеров $(0,1, ..., m_{max})$, то регулирование возможно; в противном случае необходимы дополнительные средства регулирования напряжения на данной подстанции или изменение сделанных ранее проектных решений.

Пример. На подстанции установлено два понижающих трансформатора типа ТРДН-40000/110 Выбрать ответвления РПН ±9×1,78% в режиме наибольших нагрузок при напряжении на шинах ВН 102 кВ. Мощность, передаваемая по трансформаторам со стороны ВН, равна $62 + j23$ МВ·А. Номинальные напряжения обмоток трансформаторов $U_{\text{В ном}} = 115$ кВ, $U_{\text{Н ном}} = 10{,}5$ кВ Желаемое напряжение $U_{\text{жел}} = 10{,}5$ кВ

Для расчетов используем вычисления некоторых выражений в Mathcad.

$P_1 := 62 \quad Q_1 := 23 \quad R := 0.7 \quad X := 17 4 \quad U_B := 102$

Вычислим падение напряжения на сопротивлении схемы замещения трансформаторов:

$$\Delta U := \frac{P_1 \; R + Q_1 \; X}{U_B} + j \; \frac{P_1 \; X - Q_1 \; R}{U_B} \qquad \Delta U = 4.35 + 10.42i$$

Напряжение на обмотке НН, приведенное к напряжению обмотки ВН, $U_H^{(B)}$, $|U_B - \Delta U| = 98 \; 21$

$$U_{\text{отв}} = 98\;21 \frac{U_{\text{Н ном}}}{U_{\text{жел}}} = 98{,}21 \frac{10.5}{10.5} = 98\;21$$

Это напряжение соответствует ближайшему стандартному ответвлению минус 8 $U_{\text{отв8}} = 98{,}62$ кВ Действительное напряжение на обмотке НН с учетом установленного ответвления.

$$U_H = U_H^{(B)} \frac{U_{\text{Н ном}}}{U_{\text{отв8}}} = 98\;21 \frac{10{,}5}{98\;62} = 10.46$$

Если сразу вычислить номер ответвления, то будем иметь:

$$m := \frac{100}{1.78 \;\; 115} (98.205 - 115) \qquad m = -8.2$$

5.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЯХ С ТРЕХОБМОТОЧНЫМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ И АВТОТРАНСФОРМАТОРАМИ

Трехобмоточные трансформаторы на 110 и 220 кВ изготавливают с РПН только в обмотке ВН, а обмотка СН имеет ответвления ПБВ для изменения коэффициента трансформации ±2×2,5% $U_{\text{С ном}}$.

Схема регулирования напряжения со стороны ВН на трехобмоточных трансформаторах такая же, как на двухобмоточных. Однако изменение числа витков на стороне ВН приводит к изменению коэффициента трансформации как между обмотками ВН и СН

($k_{\text{тВ-С}}$), так и между ВН и НН ($k_{\text{тВ-Н}}$) (рис. 5.9, *а*). Такое регулирование называется *связанным* (зависимым), т.е. обеспечение регулирования на одних шинах, например НН, вынужденно меняет напряжения и на других шинах — СН. Если графики нагрузок на шинах СН и НН схожи по форме, то вполне возможно, что устройства РПН окажется вполне достаточно для регулирования напряжения в сетях обеих ступеней номинальных напряжений.

Выбор ответвлений РПН трехобмоточного трансформатора выполняется точно так же, как и для двухобмоточного трансформатора, с той лишь разницей, что перед этим необходимо определить, на какой из двух обмоток (СН или НН) будет регулироваться напряжение. В зависимости от этого используется одна из нижеследующих формул:

$$U_{\text{отв}} = U_{\text{С}}^{(\text{В})} \frac{U_{\text{С ном}}}{U_{\text{жел}}}, \quad U_{\text{отв}} = U_{\text{Н}}^{(\text{В})} \frac{U_{\text{Н ном}}}{U_{\text{жел}}}. \tag{5.9}$$

Здесь $U_{\text{жел}}$ в первой формуле соответствует напряжению обмотки СН, а во второй обмотке — НН.

В случае, когда требования к регулированию напряжения на обеих системах шин противоречивы, устанавливают дополнительные средства регулирования. К ним относятся КУ (рис. 5.9, *б*) и специальные регулировочные трансформаторы — линейные регуляторы (ЛР), которые включаются последовательно с одной из вторичных обмоток трансформатора (рис. 5.9, *в*).

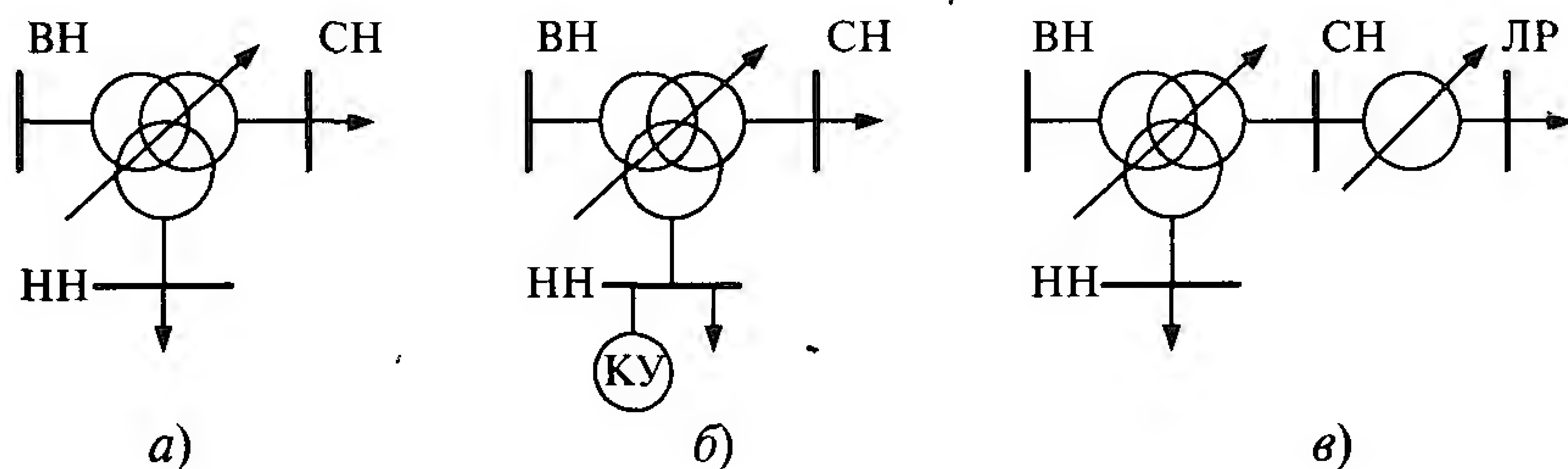


Рис. 5.9. Регулирование напряжения на подстанции с трехобмоточным трансформатором

Линейные регуляторы выпускаются мощностью от 16 до 100 МВ·А на напряжение 6...35 кВ и предназначены для установки последовательно с нерегулируемыми обмотками трансформаторов, а также непосредственно в ЛЭП. Конструктивно по отношению к основному трансформатору эти устройства являются внешними.

На рис. 5.10 показана схема одной фазы ЛР типа ЛТДН с реверсивной обмоткой регулирования. Диапазон регулирования ЛР $\pm10\times1{,}5\% = \pm15\%$.

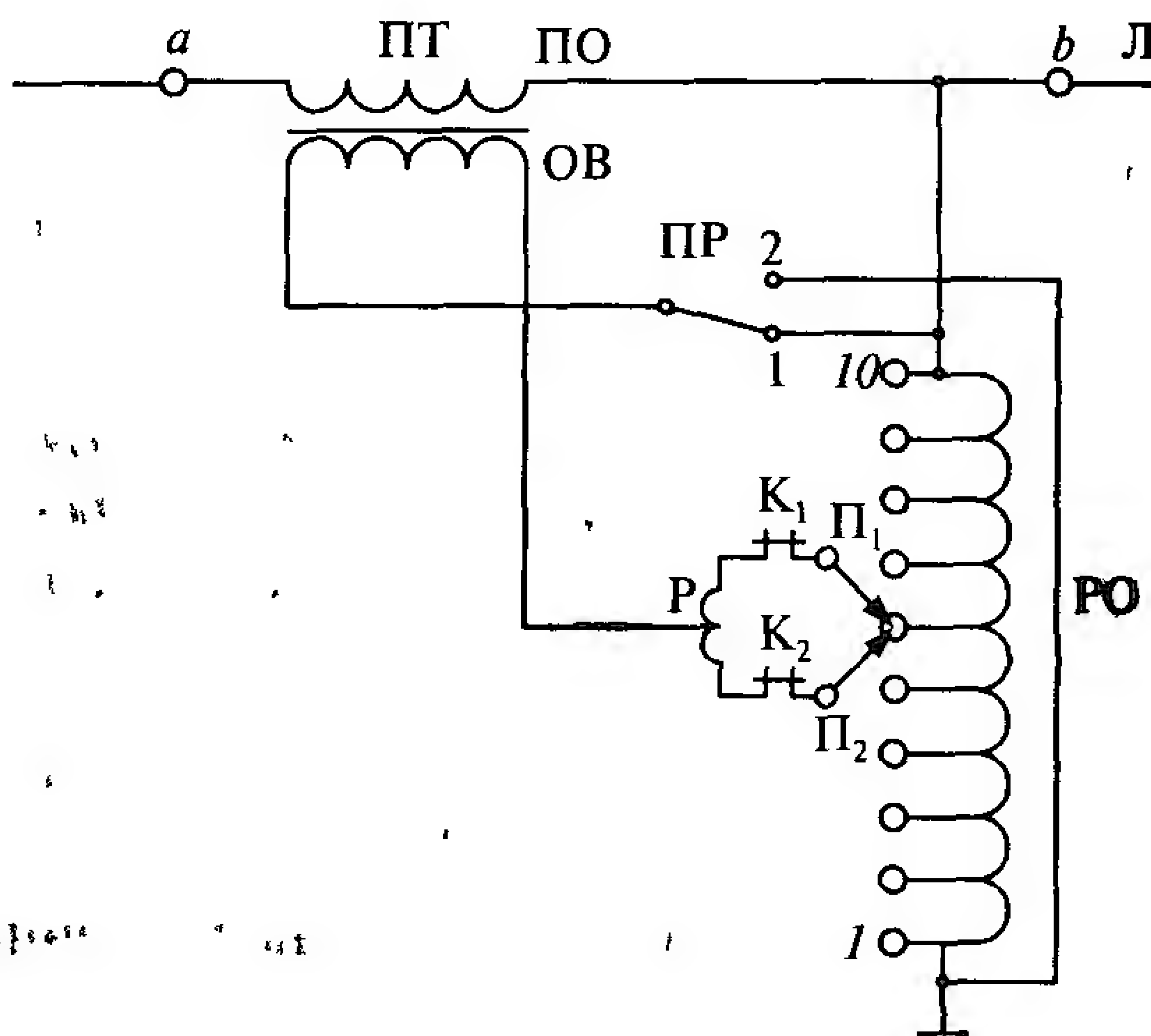


Рис 5 10 Схема одной фазы ЛР

От регулируемой обмотки (РО) через переключатели $П_1$ и $П_2$ питается обмотка возбуждения (ОВ) последовательного трансформатора (ПТ). В последовательной обмотке (ПО), включенной в рассечку линии, наводится ЭДС $\Delta\underline{E}$, величина которой зависит от положения переключателей на регулируемой обмотке, а направление — от положения переключателя реверсирования (ПР).

В положении, изображенном на рис. 5.10, отрегулированное напряжение в линии (точка *b*) превышает подведенное (точка *a*).

Работа переключающего устройства в ЛР выполняется так же, как и в РПН двухобмоточного трансформатора. При необходимости снижения выдаваемого напряжения ЛР (точка *b*) переключатели $П_1$ и $П_2$ переводятся на одно ответвление вверх по направлению к ответвлению *10*. Дойдя до последнего ответвления *10* (это соответствует регулированию 0% $U_{ном}$) переключатель реверсирования ПР переходит из положения *1* в положение *2*, а переключатели $П_1$ и $П_2$, вращаясь по кругу (ответвления *10* и *1* являются соседними), — на ответвление *1*. Направление ЭДС в последовательной обмотке изменится на обратное, и передвижение переключающего устройства вверх от ответвления *1* к ответвлению *10* будет приводить к дальнейшему понижению напряжения в точке *b*.

Повышение выдаваемого напряжения идет в обратном порядке.

Выбор ответвлений для ЛР, как правило, не выполняется. Так как сопротивление последовательной обмотки ЛР очень мало (меньше 1 Ом), то для проверки эффекта от регулирования нужно просто увеличить или уменьшить подводимое к ЛР напряжение в $(1 \pm m\Delta U_{\text{отп}*})$ раз. Здесь m — номер ответвления ($m = 0...10$), а $\Delta U_{\text{отп}*}$ — относительная величина ступени регулирования ЛР (для 1,5% это составляет 0,015). Таким образом, максимальная величина добавки напряжения ЛР составляет $\pm 0{,}15U$ (U — величина подведенного к ЛР напряжения).

На подстанциях с номинальным напряжением 220 кВ и выше устанавливаются автотрансформаторы.

Устройство регулирования напряжения у автотрансформаторов встраивается на линейном конце обмотки СН (рис. 5.11, *а*), что обеспечивает изменение коэффициента трансформации только между обмотками ВН и СН ($k_{\text{тВ-С}}$). Регулирование напряжения на обмотке НН автотрансформатора может быть выполнено путем установки ЛР последовательно с обмоткой НН или с помощью КУ.

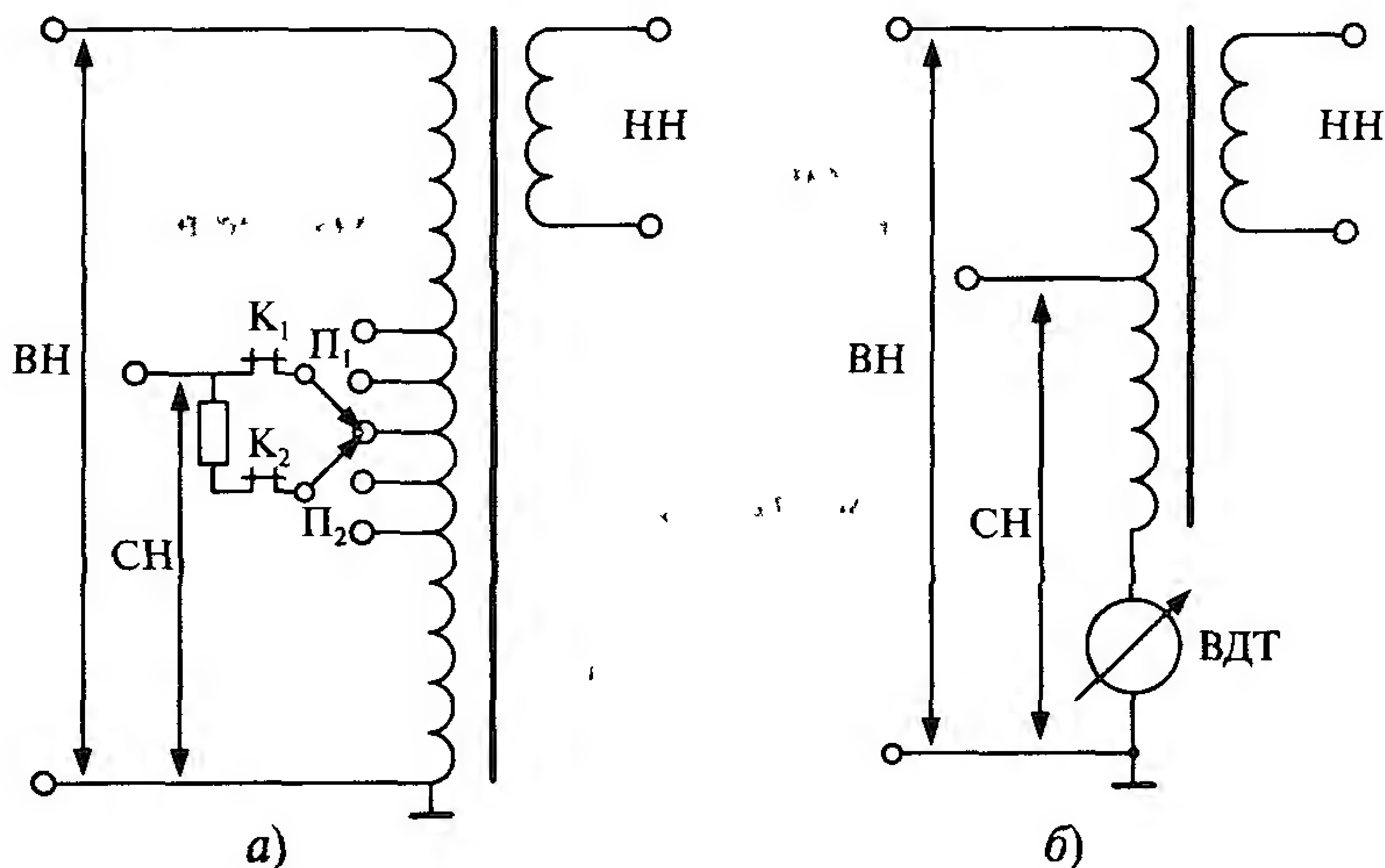


Рис 5 11. Схемы регулирования напряжения автотрансформатора: *а* — на линии со стороны СН и *б* — с помощью вольтодобавочного трансформатора (ВДТ)

Для выбора ответвлений РПН на автотрансформаторе следует вычислить ориентировочное напряжение ответвления:

$$U_{\text{отв}} = U_{\text{В ном}} \frac{U_{\text{жел}}}{U_{\text{С}}^{(\text{В})}}, \qquad (5.10)$$

где $U_{\text{жел}}$ — желаемое напряжение на обмотке СН; $U_{\text{С}}^{(\text{В})}$ — напряжение на стороне СН, приведенное к напряжению обмотки ВН. Полученное напряжение используется для подбора ближайшего стандартного напряжения ответвления.

Пример. Выбрать ответвление на автотрансформаторе типа АТДЦТН-125000/220/110 с РПН в обмотке СН ±6×2% в режиме наибольших нагрузок.

Расчетная схема замещения автотрансформатора с сопротивлениями обмоток и нагрузками на сторонах СН и НН представлена на рис 5.12

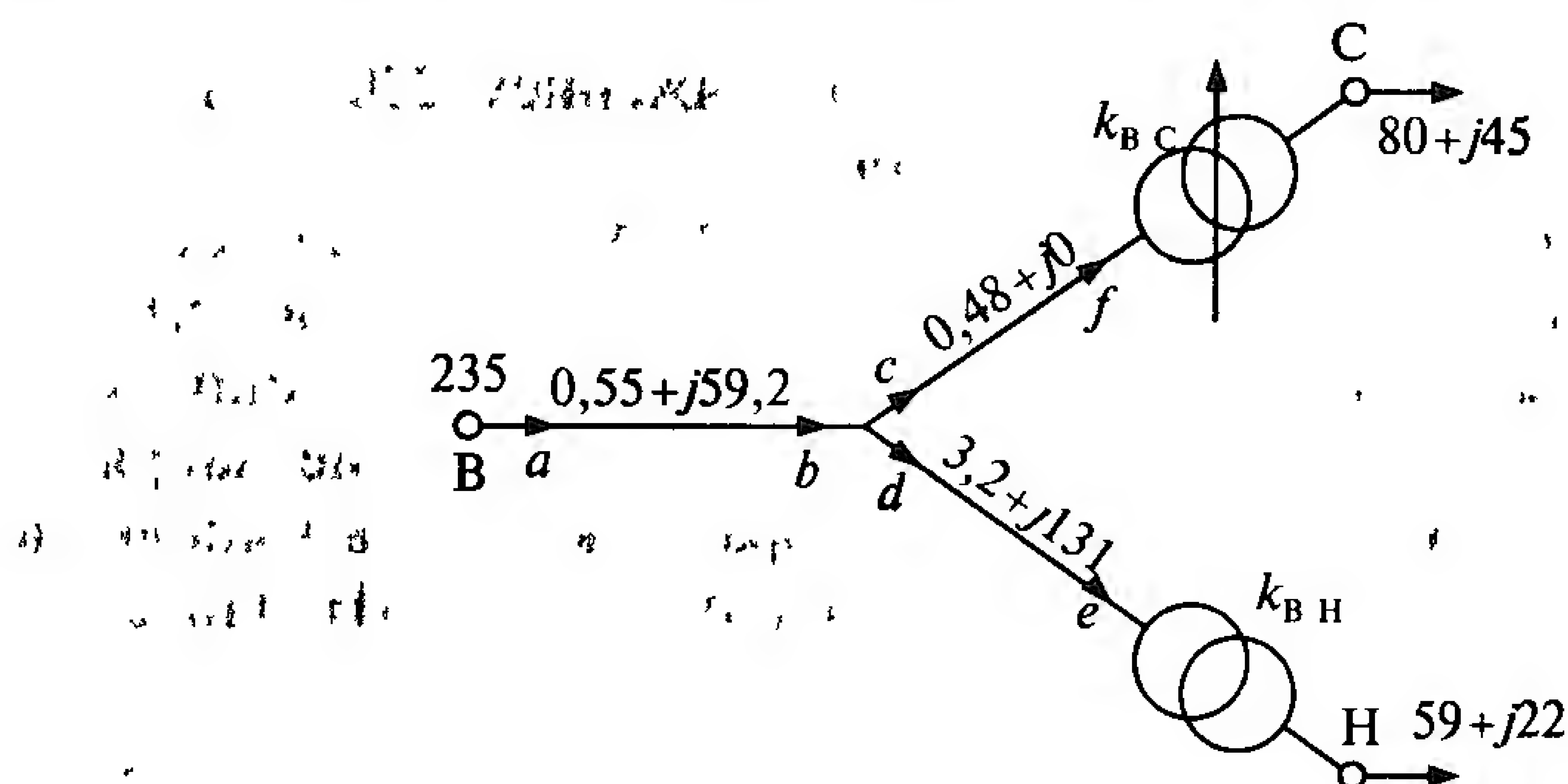


Рис. 5.12. Расчетная схема замещения автотрансформатора

Номинальные напряжения обмоток ВН/СН/НН: 230/121/11 кВ Напряжение со стороны обмотки ВН $U_{\text{В}} = 235$ кВ. Желаемое напряжение на шинах СН $U_{\text{жел}} \geqslant 122$ кВ.

Для простоты расчетов пренебрежем активными сопротивлениями обмоток, а для удобства обозначения параметров режима на схеме введем обозначения точек в начале и конце каждой ветви

Все величины, изображенные на расчетной схеме и приведенные ниже в расчете, выражены в киловольтах, мегаваттах, мегаварах и омах. Расчеты выполним в системе Mathcad.

$U_{Bnom} := 230$	$U_{Cnom} := 121$	$U_{Hnom} := 11$
$X_B := 59.2$	$X_C := 0$	$X_H := 131$
$U_{nom} = 220$	$U_B := 235$	$U_{need} := 122$
$P_C = 80$	$Q_C := 45$	
$P_H := 59$	$Q_H := 22$	

Расчет потоков мощностей:

$P_b := P_C + P_H \qquad P_a := P_b$

$Q_c := Q_C \qquad Q_d := Q_H + \dfrac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{ном}^2} \cdot X_H \qquad \mathbf{Q_d = 32.73}$

$Q_b := Q_c + Q_d \qquad Q_b = 77\ 73$

$Q_a := Q_b + \dfrac{P_b^2 + Q_b^2}{U_{ном}^2} \cdot X_B \qquad Q_a = 108.75$

Расчет напряжения на обмотке СН, приведенного к напряжению обмотки ВН:

$$\Delta U := \frac{Q_a \cdot X_B}{U_B} + j\,\frac{P_a \cdot X_B}{U_B} \qquad \Delta U = 27.4 + 35.02i$$

$$U_f := |U_B - \Delta U| \qquad U_f = 210\ 54$$

Напряжение ответвления.

$$U_{otv} := U_{Bnom}\,\frac{U_{need}}{U_f} \qquad U_{otv} = 133.28$$

Подберем стандартную отпайку Возьмем отпайку +5:

$$U_{otv5} := 121 + 5 \cdot \frac{2}{100}\,U_{Cnom} \qquad U_{otv5} = 133.1$$

Действительное напряжение на обмотке СН:

$$U_C := U_f \cdot \frac{U_{otv5}}{U_{Bnom}} \qquad U_C = 121.84$$

Это значение соответствует требуемому условию для $U_C \approx U_{жел} = 122$ кВ.

До 1985 г. у автотрансформаторов устройства РПН встраивались в нейтраль (как у трехобмоточных трансформаторов), что обуславливало связанное регулирование напряжения на обмотках СН и НН. Это обстоятельство сильно ограничивало возможности регулирования на автотрансформаторах. Сегодня в энергосистемах осталось еще достаточно много автотрансформаторов старого типа.

Иногда для регулирования напряжения в автотрансформаторах используют устройства, аналогичные ЛР, — так называемые *вольтодобавочные трансформаторы* (ВДТ), специальная обмотка которых соединяется последовательно с обмотками фаз ВН (см. рис. 5.11, *б*).

На рис. 5.13 изображена схема ВДТ для регулирования напряжения в фазе *С* автотрансформатора. В состав ВДТ входят два трансформатора — питающий, состоящий из питающей (ПО) и регулирующей (РО) обмоток, и последовательный, который имеет обмотку возбуждения (ОВ) и вольтодобавочную обмотку (ВДО).

Первичная обмотка питающего трансформатора может получать питание от фазы *А* или фаз *В*, *С* обмотки НН автотрансформатора. Вторичная обмотка питающего трансформатора имеет такое же переключающее устройство, как РПН. Один конец обмотки возбуждения последовательного трансформатора подключен к средней точке (нулевому ответвлению) РО, другой — к переключающему устройству (ПУ).

Вольтодобавочная обмотка последовательного трансформатора соединена последовательно с обмоткой ВН автотрансформатора, и добавочная ЭДС $\Delta \underline{E}$ складывается с напряжением обмотки ВН.

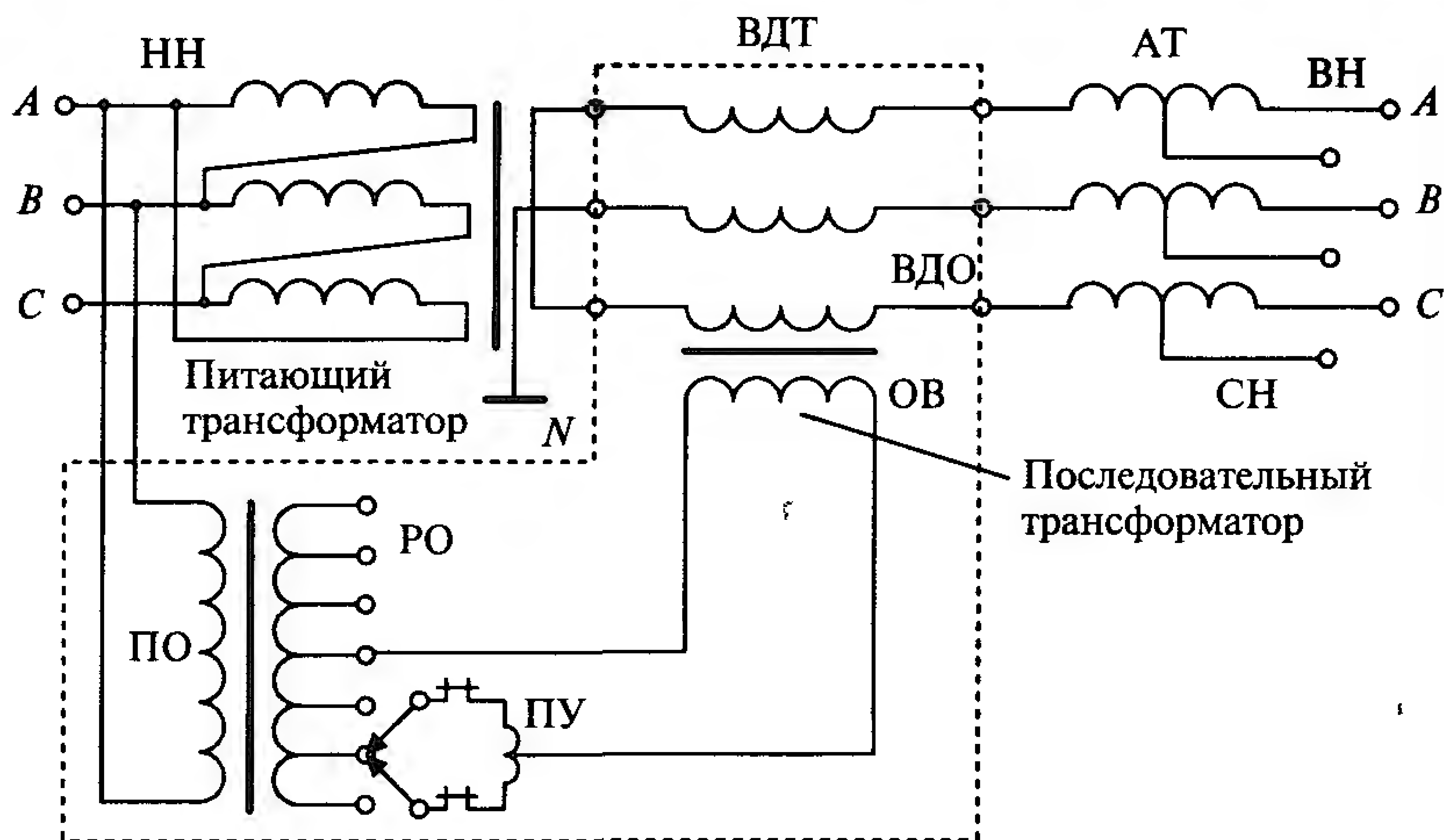


Рис. 5.13. Схема регулирования ВДТ

Коэффициенты трансформации вычисляются по формулам:

$$k_{\text{тВ-С}} = \frac{U_{\text{В ном}} \pm \Delta \underline{E}_{\text{ВДТ}}}{U_{\text{С ном}} \pm \Delta \underline{E}_{\text{ВДТ}}},$$
$$k_{\text{тВ-Н}} = \frac{U_{\text{В ном}} \pm \Delta \underline{E}_{\text{ВДТ}}}{U_{\text{Н ном}}}. \tag{5.11}$$

Если на первичную обмотку питающего трансформатора подается напряжение одноименной фазы, то напряжение обмотки СН автотрансформатора регулируется по модулю (рис 5.14, *а*). Если питание осуществляется от других фаз, то $\Delta \underline{E}$ оказывается сдвинутой по фазе относительно ЭДС одноименной фазы автотрансформатора (рис. 5.14, *б*).

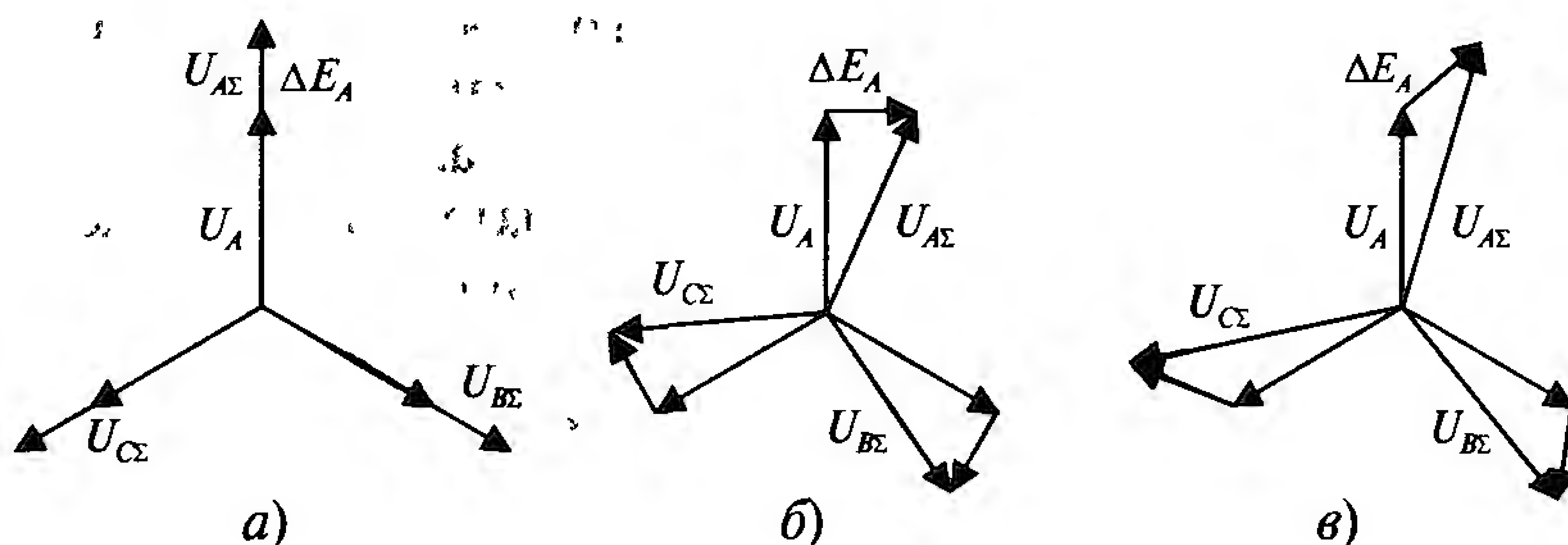


Рис. 5.14. Векторные диаграммы фаз напряжений при продольном (*а*), поперечном (*б*) и продольно-поперечном (*в*) регулированиях напряжения

Регулирование напряжения по модулю, когда $\Delta\underline{E}$ и $\underline{U}$ совпадают по фазе, называют *продольным*. Регулирование напряжения по фазе, когда $\Delta\underline{E}$ и $\underline{U}$ сдвинуты на 90°, называют *поперечным*. Регулирование напряжения по модулю и фазе называется *продольно-поперечным* (рис. 5.14, *в*).

Регулирование напряжения по фазе имеет другие цели, нежели поддержание напряжения у потребителей. Об этом будет рассказано в гл. 6.

5.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ МЕТОДОМ ИЗМЕНЕНИЯ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ

Компенсация реактивной мощности нагрузки

Рассмотрим схему замещения ЛЭП без емкостных элементов (рис. 5.15). Это допустимо, если нас интересует лишь величина потери напряжения в линии. На рис. 2.5 строилась векторная диаграмма линии при вариации реактивной мощности и заданном напряжении в конце линии. Анализ построенной векторной диаграммы показал, что изменение реактивной мощности в конце линии существенно влияет на величину напряжений в линии.

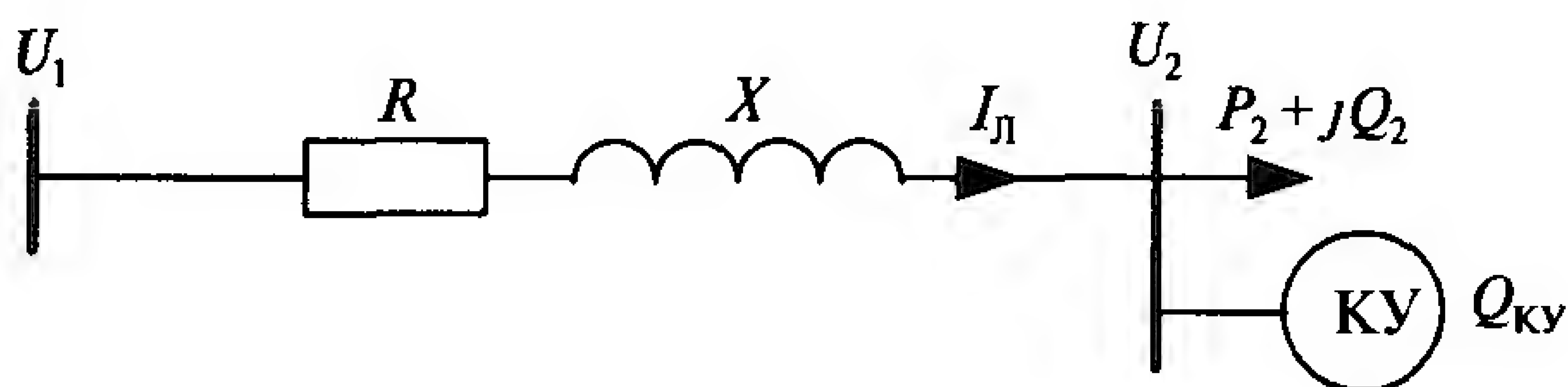


Рис. 5.15. Схема замещения ЛЭП без емкостных элементов

Оценим изменение величины потери напряжения в линии при установке на шинах нагрузки КУ. Построим для этого векторные диаграммы токов и напряжений в линии для двух случаев: без компенсации реактивной мощности и с компенсацией половины реактивной мощности нагрузки $Q_{КУ} = 0{,}5Q_н$ (рис. 5.16).

Ток в линии $\underline{I}_л$ вычислим через мощность $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$:

$$\underline{I}_л = I'_л - jI''_л = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{2}U_2} = \frac{P_2}{\sqrt{2}U_2} - j\frac{Q_2}{\sqrt{2}U_2}. \tag{5.12}$$

Для удобства построения векторных диаграмм совместим с действительной осью вектор напряжения U_2. Построим треугольник падения напряжения на активном сопротивлении для первого случая: вектор падения напряжения на активном сопротивлении $\Delta\underline{U}_R$ направлен параллельно току линии $\underline{I}_л$, а вектор падения на-

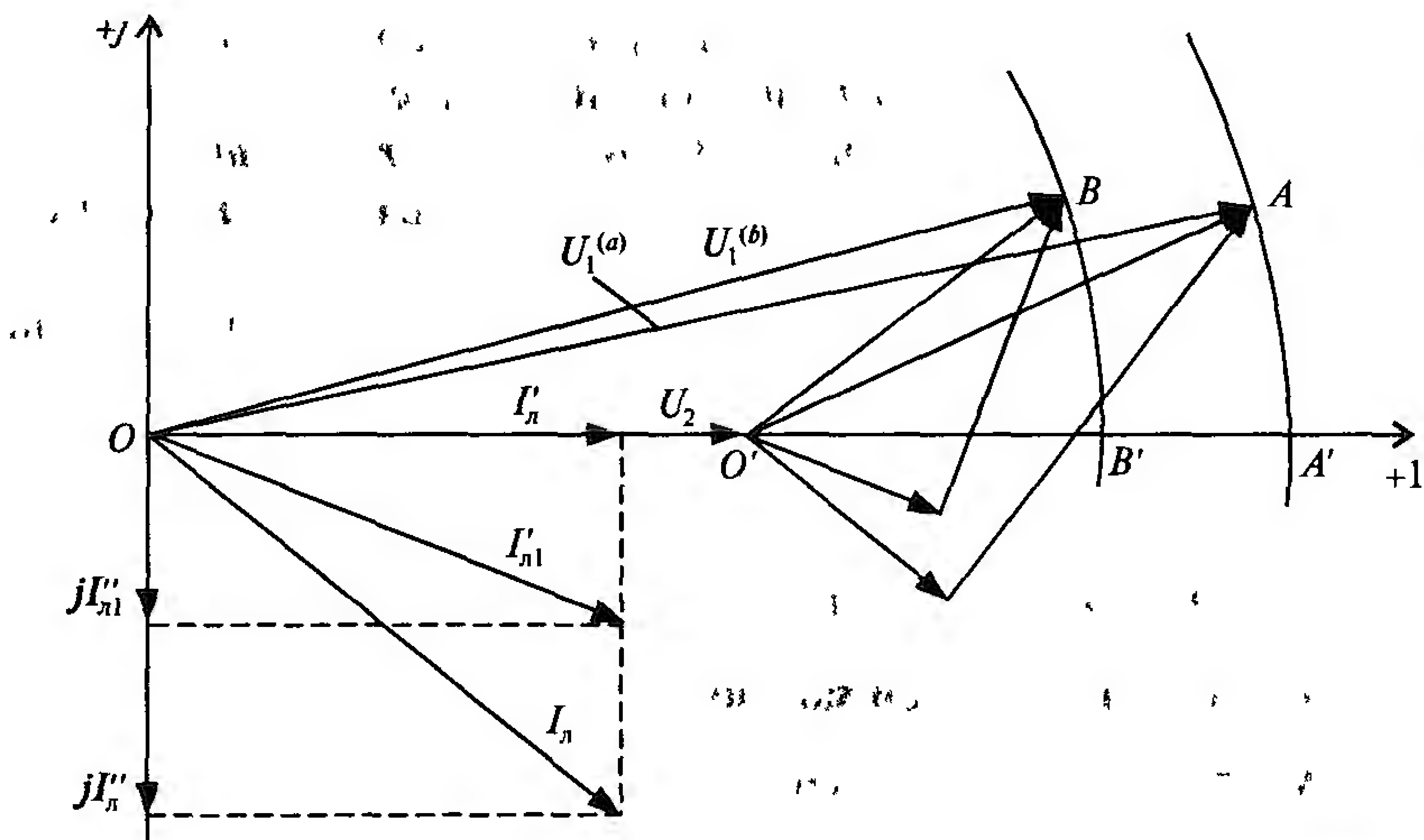


Рис 5.16 Векторная диаграмма токов и напряжений в линии при компенсации реактивной мощности нагрузки

пряжения на реактивном сопротивлении $\Delta \underline{U}_X$ опережает вектор тока $\underline{I}_л$ на 90°.

Сумма векторов U_2 и $\Delta\underline{U} = \Delta\underline{U}_R + \Delta\underline{U}_X$ есть вектор напряжения в начале линии $\underline{U}_1^{(a)}$. Конец этого вектора отмечен на диаграмме точкой *A*.

Далее построим треугольник падения напряжения и напряжение в начале линии для тока $I_{л1}$, который имеет ту же вещественную составляющую $\underline{I}'_л$ и вдвое меньшую мнимую составляющую $I''_{л1}$:

$$\underline{I}_{л1} = I'_{л1} - jI''_{л1} = \frac{P_2}{\sqrt{3}U_2} - j\frac{(Q_2 - Q_{КУ})}{\sqrt{3}U_2} = \frac{P_2}{\sqrt{3}U_2} - j\frac{0{,}5Q_2}{\sqrt{3}U_2}. \qquad (5.13)$$

Конец вектора $\underline{U}_1^{(b)}$ отмечен точкой *B*.

Отложим величины обоих векторов напряжения в начале линии по вещественной оси (отрезки, равные $U_1^{(a)}$ и $U_1^{(b)}$), и сопоставим между собой потери напряжения для обоих случаев.

Отрезок *OA* соответствует потере напряжения в первом режиме (без компенсации $Q_н$), а отрезок *OB* — потере напряжения во втором режиме (при компенсации $Q_н$). Очевидно, что $OA > OB$, т.е. потеря напряжения во втором случае существенно меньше, чем в первом.

Те же самые выводы можно сделать и для режима, когда неизменным поддерживается напряжение в начале линии, а напряже-

ние $\underline{U}_2$ изменяется при компенсации реактивной мощности нагрузки. Модуль $\underline{U}_2$ можно получить из соотношения

$$U_2 = \left|U_1 - \Delta\underline{U}\right| = \sqrt{\left(U_1 - \Delta U'\right)^2 + \left(\Delta U''\right)^2} =$$
$$= \sqrt{\left(U_1 - \sqrt{3}\,\mathrm{Re}\left\{\underline{I}_{л}\underline{Z}\right\}\right)^2 + \left(\sqrt{3}\,\mathrm{Im}\left\{\underline{I}_{л}\underline{Z}\right\}\right)^2}. \quad (5.14)$$

Падение напряжения в линии можно выразить через вещественную и мнимую составляющие:

$$\Delta U = \sqrt{3}\underline{I}_{л}\underline{Z} = \sqrt{3}\left(I'_{л} - jI''_{л}\right)\left(R + jX\right) =$$
$$= \sqrt{3}\left(I'_{л}R + I''_{л}X\right) + j\sqrt{3}\left(I'_{л}X - I''_{л}R\right); \quad (5.15)$$

подставив (5.15) в (5.14), получим

$$U_2 = \sqrt{\left[U_1 - \sqrt{3}\left(I'_{л}R + I''_{л}X\right)\right]^2 + \left[\sqrt{3}\left(I'_{л}X - I''_{л}R\right)\right]^2}. \quad (5.16)$$

Из последнего выражения (5.16) также видно, что с уменьшением реактивной составляющей тока $I''_{л}$ увеличиваются оба слагаемых в подкоренном выражении, а следовательно, напряжение U_2 возрастает.

Выбор мощности компенсирующего устройства для регулирования напряжения в электрической сети

В практических расчетах часто требуется оценить величину мощности КУ для достижения некоторого желаемого напряжения на шинах нагрузки.

Запишем соотношения для напряжений по концам линии для двух случаев: при отсутствии компенсации реактивной мощности и при такой величине компенсации, при которой достигается желаемое напряжение на шинах нагрузки. Напряжение в начале линии будем считать неизменным в обоих случаях Тогда

$$U_1 \approx U_2 + (P_2R + Q_2X)/U_2, \quad (5.17)$$

$$U_1 \approx U_{жел} + [P_2R + (Q_2 - Q_{КУ})X]/U_{жел}. \quad (5.18)$$

Эти соотношения являются приближенными, поскольку в них отсутствует поперечная составляющая падения напряжения.

Так как напряжения в начале линии одинаковы в обоих уравнениях, то их правые части можно приравнять:

$$U_2 + \frac{P_2R + Q_2X}{U_2} = U_{жел} + \frac{P_2R + (Q_2 - Q_{КУ})X}{U_{жел}}. \quad (5.19)$$

Считая, что $(P_2R+Q_2X)/U_2 \approx (P_2R+Q_2X)/U_{жел}$, получим

$$U_2 = U_{жел} - Q_{КУ}X/U_{жел},$$

откуда

$$Q_{КУ} = [U_{жел}(U_{жел} - U_2)]/X. \tag{5.20}$$

Если требуется оценить мощность КУ, которое надо установить на шинах НН трансформатора в конце ЛЭП, то необходимо, во-первых, в формуле (5.20) использовать суммарное сопротивление схем замещения ЛЭП и трансформатора $X_\Sigma = X_л + X_т$ и, во-вторых, привести X_Σ к напряжению шин НН:

$$Q_{КУ} = [U_{жел}(U_{жел} - U_2)]/X'_\Sigma, \tag{5.21}$$

где $X'_\Sigma = X_\Sigma(1/k_т^2) = X_\Sigma(U_{Н\ ном}/U_{отв\ ст})^2$.

Здесь коэффициент трансформации вычисляется при некотором установленном ответвлении РПН трансформатора. Обычно это крайнее ответвление, которое устанавливается, чтобы полностью использовать возможности повышения напряжения с помощью РПН. Выбор КУ в данном случае обусловлен недостаточностью диапазона регулирования напряжения с помощью только устройства РПН и требуется установка дополнительного средства регулирования.

Формулой (5.21) можно пользоваться и в более сложных схемах, при этом суммарное, приведенное к напряжению шин, где планируется установка КУ, сопротивление X'_Σ вычисляется по пути до пункта питания суммированием всех индуктивных сопротивлений ветвей с учетом наличия параллельных путей до точки сети, где требуется регулировать напряжение.

Пример. Для схемы, изображенной на рис. 5.17, *а*, проверить достаточность регулировочного диапазона РПН трансформаторов для обеспечения желаемого уровня напряжения на шинах НН в режиме наибольшей нагрузки. При недостаточности регулировочного диапазона РПН оценить величину мощности конденсаторной батареи, требуемой на шинах НН.

Параметры схемы сети. Имеются два понижающих трансформатора типа ТРДНС-25000/35. Сопротивление обмоток каждого трансформатора равно $0{,}3+j5{,}1$ Ом; номинальные напряжения обмоток ВН/НН равны 36,75/10,5 кВ и РПН ±8×1,5% на стороне ВН.

Двухцепная ЛЭП-35 кВ выполнена проводом марки АС-120/19 с $r_0 = 0{,}249$ Ом/км и $x_0 = 0{,}414$ Ом/км, длина ЛЭП составляет 24 км.

В режиме наибольших нагрузок напряжение в цепи передачи (ЦП) $U_0 = 36$ кВ, желаемое напряжение на шинах НН подстанции $U_{жел} = 10{,}5$ кВ, мощность нагрузки $P_н + jQ_н = 18 + j13$ МВ·А.

Расчетная схема сети с численными параметрами показана на рис. 5.17, *б*.

Для простоты расчетов пренебрежем зарядной мощностью ЛЭП и потерями холостого хода трансформаторов. В этом случае последовательно соединенные

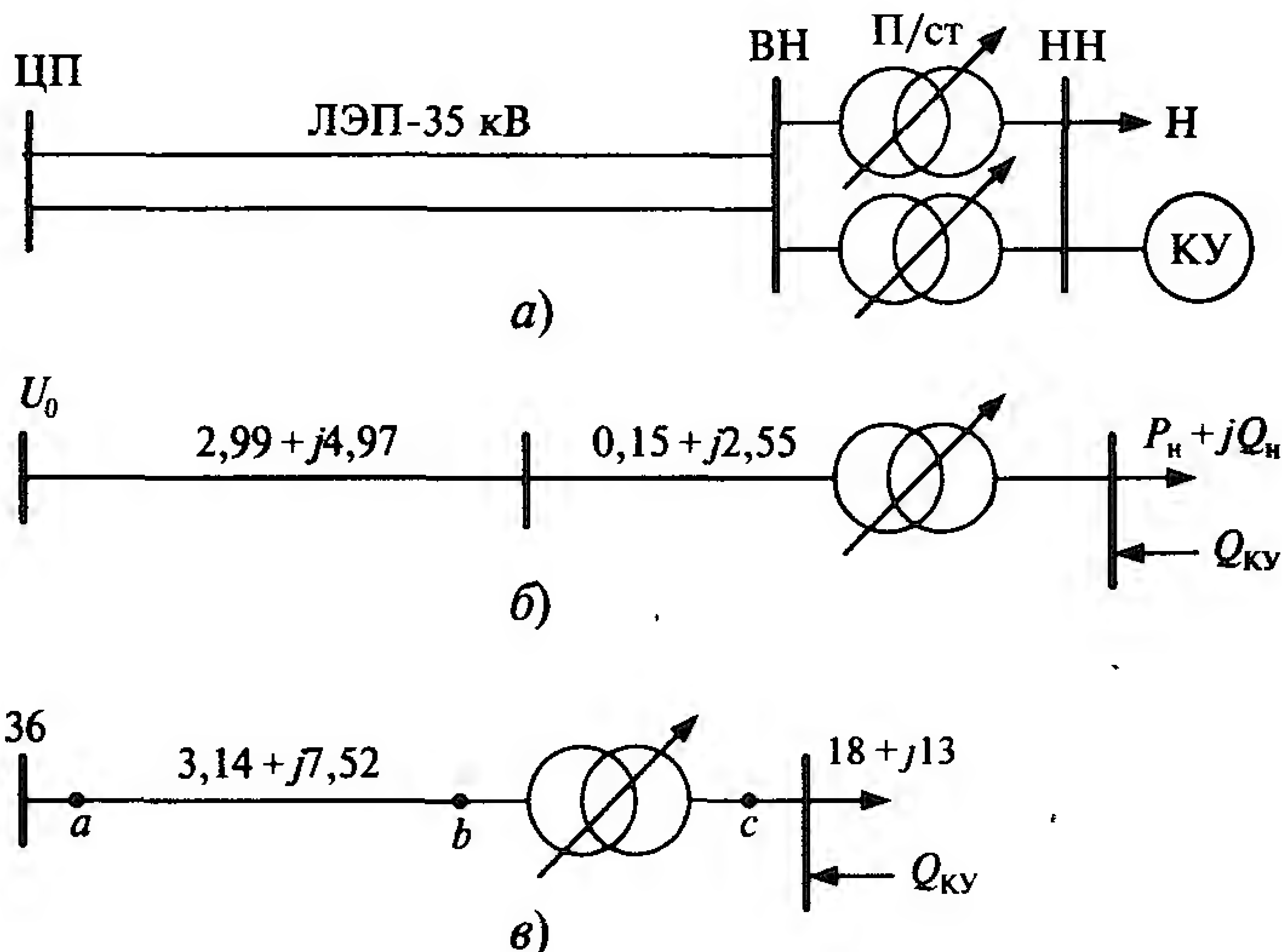


Рис. 5.17. Принципиальная (*а*) и расчетные (*б* и *в*) схемы электрической сети

сопротивления ЛЭП и трансформаторов можно объединить в эквивалентное сопротивление, в результате сопротивление цепи $Z = 3{,}14 + j7{,}52$ Ом (рис. 5,17, *в*). Для удобства записи параметров режима введем буквенные обозначения точек *a*, *b*, *c*, в которых будем вычислять эти параметры на расчетной схеме рис. 5.17, *в*.

Расчеты выполним в системе Mathcad. Все величины, использованные ниже, выражены в мегаваттах, мегаварах, киловольтах и омах.

$U_{nom} := 35$ $\quad U_{BH} := 36.75$ $\quad U_{HH} := 10.5$

$R = 3.14$ $\quad X = 7.52$ $\quad U_0 := 36$ $\quad U_{need} := 10.5$

$P_H := 18$ $\quad Q_H := 13$ $\quad Q_{KY} := 0$

$P_c := PH$ $\quad Q_c := Q_H - Q_{KY}$ $\quad P_b := P_c$ $\quad Q_b := Q_c$

Выполним расчет потокораспределения и найдем напряжение в точке ***b***.

$$P_a := P_b + \frac{P_b^2 + Q_b^2}{U_{nom}^2} \cdot R \qquad Q_a := Q_b + \frac{P_b^2 + Q_b^2}{U_{nom}^2} \cdot X$$

$P_a := 19.26$ $\quad Q_a = 16.03$

$$\Delta U := \frac{P_a \cdot R + Q_a \cdot X}{U_0} + j \cdot \frac{P_a \cdot X - Q_a \cdot R}{U_0} \qquad \Delta U = 5.03 + 2.63i$$

$U_b := U_0 - \Delta U$ $\quad U_b = 30.97 - 2.63i$ $\quad |U_b| = 31.09$

Напряжение ответвления РПН:

$$U_{otv} := |U_b| \cdot \frac{U_{HH}}{U_{need}} \qquad U_{otv} = 31.09$$

$$U_{otv8} := U_{BH} - 8 \cdot \frac{1.5}{100} \cdot U_{BH} \qquad \mathbf{U_{otv8} = 32.34}$$

Действительное напряжение на шинах НН:

$$U_2 := |U_b| \cdot \frac{U_{HH}}{U_{otv8}} \qquad U_2 = 10.09$$

Необходимая мощность КУ:

$$Q_{KY} := \frac{U_{need} \cdot (U_{need} - U_2)}{X} \cdot \left(\frac{U_{otv8}}{U_{HH}}\right)^2 \qquad Q_{KY} = 5.4$$

Выполним расчет потокораспределения и напряжений с установленным КУ.

$$P_c := P_H \qquad Q_c := Q_H - Q_{KY} \qquad P_b := P_c \qquad Q_b := Q_c$$

$$P_a := P_b + \frac{P_b^2 + Q_b^2}{U_{nom}^2} \cdot R \qquad Q_a := Q_b + \frac{P_b^2 + Q_b^2}{U_{nom}^2} \cdot X$$

$$P_a = 18.98 \qquad Q_a = 9.95$$

$$\Delta U := \frac{P_a \cdot R + Q_a \cdot X}{U_0} + j \cdot \frac{P_a \cdot X - Q_a \cdot R}{U_0} \qquad \Delta U = 3.73 + 3.1i$$

$$U_b := U_0 - \Delta U \qquad U_b = 32.27 - 3.1i \qquad |U_b| = 32.42$$

При том же ответвлении РПН будем иметь:

$$U_2 := U_b \cdot \frac{U_{HH}}{U_{otv8}} \qquad U_2 = 10.52$$

Таким образом, при установке на шинах НН мощности конденсаторной батареи порядка 5,4 Мвар напряжение U_2 достигает требуемого значения

Изменение сопротивления электрической сети

В ЛЭП высокого и сверхвысокого напряжения, а также в трансформаторах индуктивное сопротивление намного превышает активное сопротивление и поэтому оказывает большее влияние на потери напряжения. Если изменить реактивное сопротивление сети, то в некоторых случаях можно улучшить условия регулирования напряжения у потребителей.

Одним из способов уменьшения индуктивного сопротивления линии является *продольная* компенсация — последовательное включение в рассечку линии конденсаторов (рис. 5.18). Батарея конденсаторов с устройством переключения называется устройством продольной компенсации (УПК).

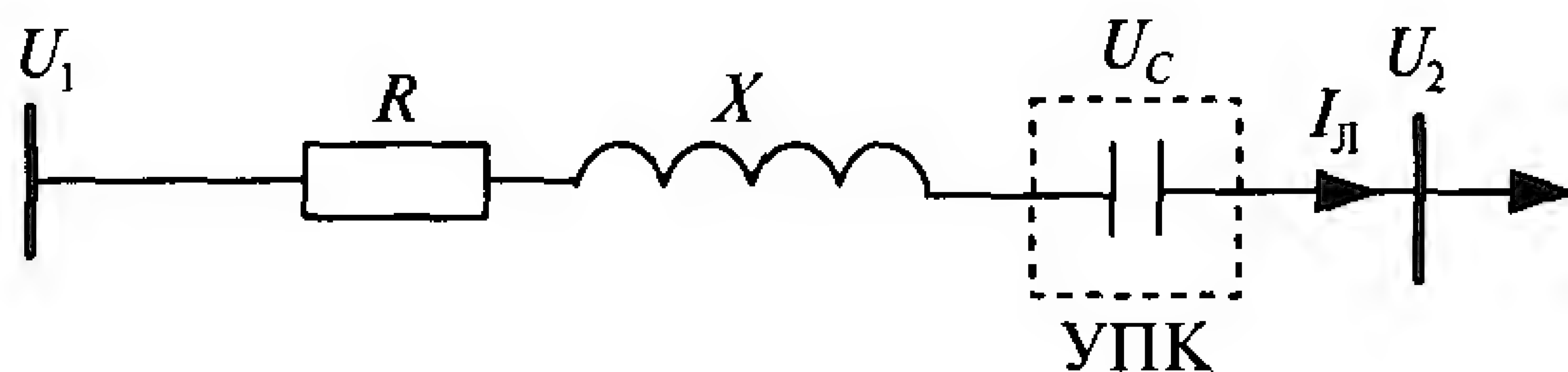


Рис. 5.18. Продольная компенсация индуктивного сопротивления линии

Напряжения в начале и конце линии при включенном УПК с сопротивлением конденсаторной батареи X_C будут связаны соотношением

$$\underline{U}_1 = U_2 + \Delta\underline{U}_R + \Delta\underline{U}_X + \Delta\underline{U}_{Xc} =$$
$$= U_2 + \frac{PR + Q(X - X_C)}{U_2} + j\frac{P(X - X_C) - QR}{U_2}. \quad (5.22)$$

Рассмотрим векторную диаграмму напряжений ЛЭП при компенсации ее продольного сопротивления. Без конденсаторной батареи потеря напряжения в линии измеряется отрезком *OA* (рис. 5.19). При установленном устройстве УПК потеря напряжения определяется отрезком *OB*. Как видно, она меньше, чем в линии без УПК.

Изменяя мощность конденсаторной батареи, можно получить любую потерю напряжения в линии, доводя ее даже до отрицательного значения, когда напряжение в конце окажется выше, чем в начале. При равенстве индуктивного сопротивления линии емкостному сопротивлению УПК падение напряжения в линии определяется только ее активным сопротивлением:

$$\Delta\underline{U} = \frac{PR}{U_2} - j\frac{QR}{U_2}. \quad (5.23)$$

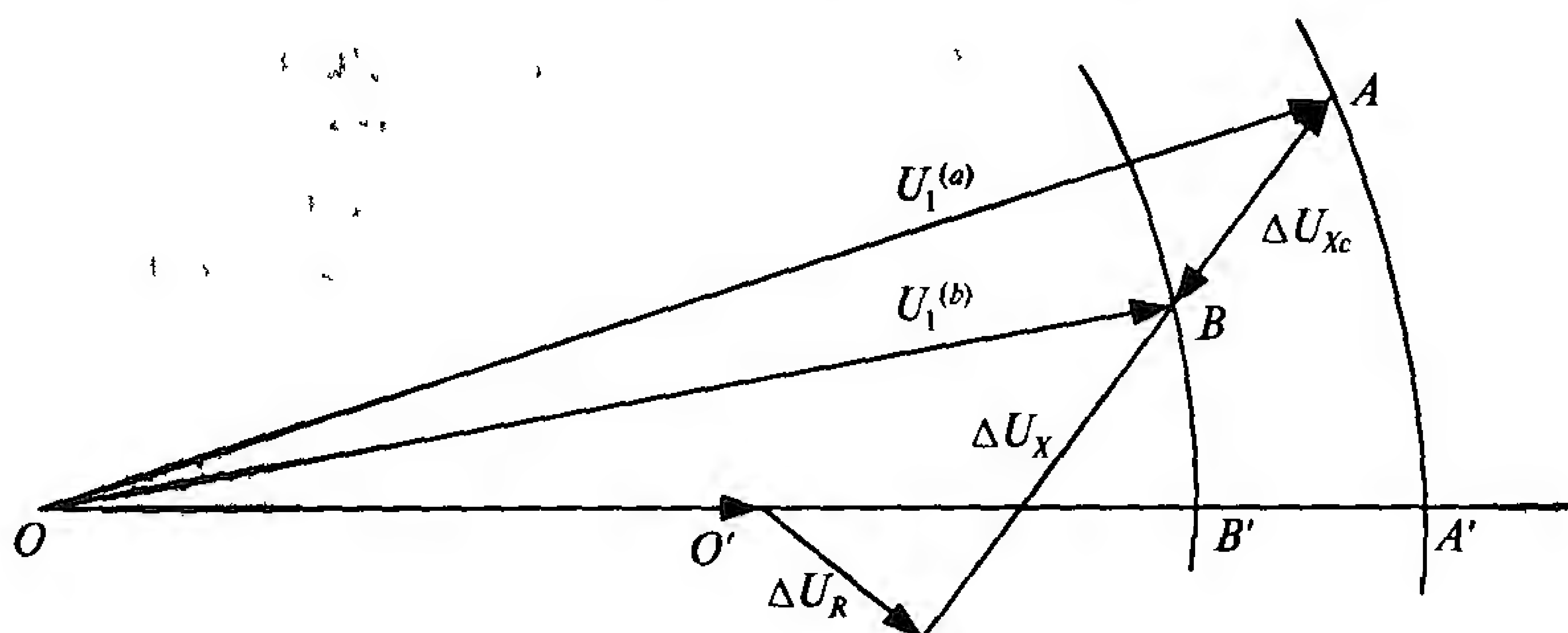


Рис. 5.19. Векторная диаграмма напряжений при установке УПК

На практике применяют лишь частичную компенсацию индуктивного сопротивления линии. Полная или значительная компенсация в распределительных сетях связана с возможным появлением в сети перенапряжений. Снижение результирующего индуктивного сопротивления линии приводит также к увеличению токов короткого замыкания в сети.

Изменение сопротивления сети можно обеспечить отключением и включением части параллельно работающих элементов — одной цепи двухцепных ЛЭП или одного из параллельно работающих

трансформаторов. В режимах небольших нагрузок, когда потери напряжения невелики, для уменьшения напряжения можно отключить одну цепь линии или один трансформатор, а при больших нагрузках держать включенными все элементы.

Отключение части линий сети влечет за собой увеличение потерь электроэнергии и снижение надежности питания потребителей, поэтому такой способ регулирования напряжения практически не применяют. Отключение же параллельно работающих трансформаторов в слабонагруженных режимах может даже уменьшить потери электроэнергии за счет снижения потерь холостого хода. Кроме того, трансформаторы являются очень надежными элементами электрической сети, поэтому работа с одним трансформатором вполне допустима.

Таким образом, регулирование напряжения в электрической сети рассмотренным методом осуществляют, как правило, за счет отключения части параллельно работающих трансформаторов.

5.6. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ МЕТОДОМ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УЗЛА

Кроме принципа встречного регулирования напряжения, основанного на линейной характеристике регулирования от $U_{ном}$ (или меньшего $U_{ном}$) в часы минимальных нагрузок до $(1{,}05...1{,}1)\,U_{ном}$ в часы максимальных нагрузок, нашли применение и другие подходы к выбору закона регулирования напряжения. В частности, во Франции используют подход, основанный на минимизации ущерба, наносимого потребителю при отклонении напряжения от номинального значения. Напряжение на понижающей подстанции регулируется таким образом, чтобы обеспечить потребителям сети с наибольшей потребляемой энергией напряжение, близкое к номинальному. С этой целью строят специальную модель эквивалентного сопротивления сети (рис. 5.20), за которым в узле регулируется напряжение по специально полученному закону.

Данный подход к регулированию напряжения, так же как и встречное регулирование, является согласным (токовой нагрузке шин НН), однако выбор диапазона регулирования осуществляется иначе. Узел, в котором регулируется напряжение, называется характеристическим. Он является модельным образованием и не существует в действительности.

На подстанции, где размещено устройство РПН, располагают только информацией о напряжении (U), активной (P) и реактивной (Q) составляющих мощности нагрузки и токе I.

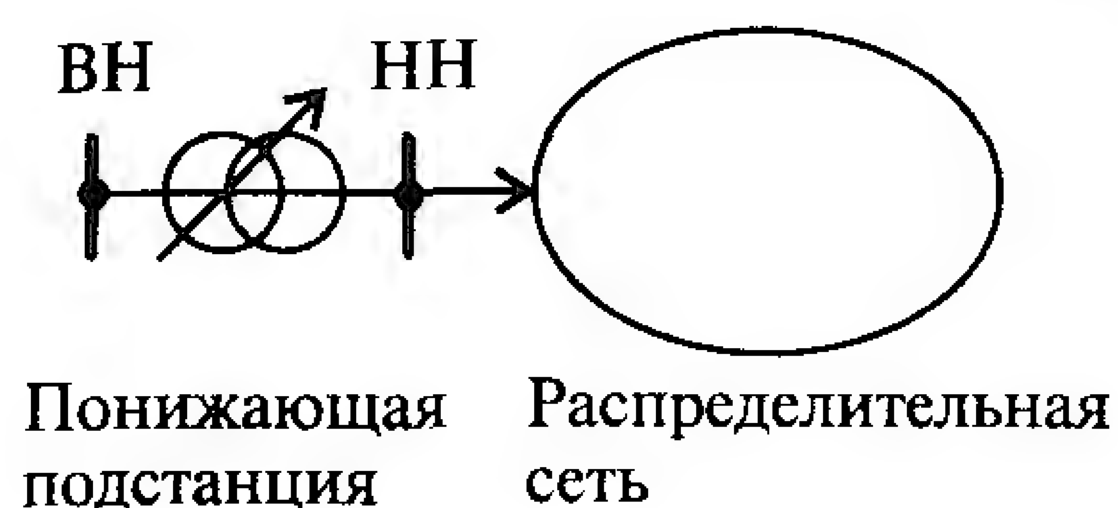


Рис. 5.20. РПН на понижающей подстанции

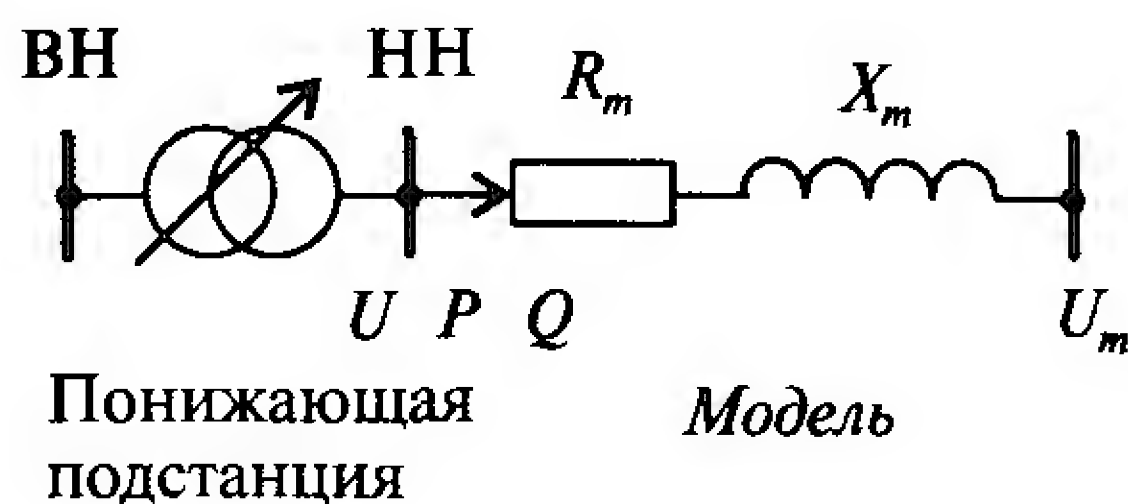


Рис. 5.21. Модель полного сопротивления

Модель эквивалентного сопротивления, по которому протекает ток (рис. 5.21), соответствует отдаваемой в сеть мощности. Получается, что регулированию подлежит одно напряжение, но потребителей много и они распределены по всей сети. Следовательно, характеристическая точка должна быть выбрана таким образом, чтобы при регулировании напряжения общий ущерб (для всей сети) был минимальным, поскольку всякое перемещение регулируемой точки вызывает увеличение общего ущерба.

Если отходящая линия — неразветвленная, то в характеристической точке среднее квадратическое отклонение напряжения должно быть равным средневзвешенной величине (по потребляемым энергиям) в различных точках линии.

Поскольку изменения нагрузок происходят неодновременно, положение характеристической точки меняется во времени. Следовательно, нельзя добиться хорошего регулирования, если не будут скорректированы изменения нагрузок. На практике, как правило, потребители имеют одинаковую природу, например бытовые потребители в жилых квартирах или сельскохозяйственные потребители, или же промышленные потребители; тогда значение коэффициента корреляции оказывается равным 0,7...0,9 (идеальная однородность была бы при 1,0). Для нагрузок с различной природой коэффициент корреляции незначителен (менее 0,3) и даже отрицателен (для двух нагрузок, постоянно меняющихся в противоположных направлениях, он равен –1). В таких случаях необходимо разделить сеть на подсети с независимым регулированием напряжения каждая.

На практике не обязательно уточнять местоположение характеристической точки — достаточно знать статистическое распределение напряжения в этой точке, называемое *фиктивным напряжением* U_f. Его измеряют статистическим вольтметром в различных точках сети, связанных с нагрузками, потребляемыми вблизи каждой из этих точек. Зная годовое потребление энергии W_i всеми нагрузками, сгруппированными вокруг каждой точки, имеем

$$U_f(t) = \frac{\sum_{i=1}^{n} W_i U_i(t)}{\sum_{i=1}^{n} W_i}. \tag{5.24}$$

По величине U_f можно найти относительное отклонение фиктивного напряжения V_f, которое позволяет характеризовать качество напряжения в электрической сети:

$$V_f = (U_f - U_{\text{ном}})/U_{\text{ном}}. \tag{5.25}$$

Математическая модель, представленная эквивалентным сопротивлением, должна воспроизводить напряжение U_f.

Пусть R_m и X_m — активное и реактивное сопротивления модели; U_0 — параметр для настройки системы регулирования; P и Q — активная и реактивная составляющие мощности полной нагрузки регулируемой сети; U — напряжение на шинах подстанции, питающей сеть; U_m — напряжение модели. При этом

$$U_m = U - (PR_m + QX_m)/U_{\text{ном}}. \tag{5.26}$$

Регулятор должен поддерживать напряжение U_m фиксированным и равным по величине $U_{\text{ном}} + U_0$. Выразим из (5.26) напряжение, которое необходимо поддерживать на шинах подстанции:

$$U = U_m + (PR_m + QX_m)/U_{\text{ном}}. \tag{5.27}$$

Подставив в формулу вместо напряжения U_m величину $U_{\text{ном}} + U_0$, получим

$$U = U_{\text{ном}} + U_0 + (RP_m + QX_m)/U_{\text{ном}}, \tag{5.28}$$

а в относительных единицах

$$V = (U - U_{\text{ном}})/U_{\text{ном}} = U_0/U_{\text{ном}} + (PR_m + QX_m)/U^2_{\text{ном}} \tag{5.29}$$

или

$$V = V_0 + (PR_m + QX_m)/U^2_{\text{ном}}, \tag{5.30}$$

где $V_0 = U_0/U_{\text{ном}}$.

Фиктивное напряжение

$$U_f = U - \Delta U, \tag{5.31}$$

откуда

$$\Delta U = U - U_f \tag{5.32}$$

или в относительных единицах

$$\Delta V = (U - U_f)/U_{\text{ном}}. \tag{5.33}$$

Относительное отклонение фиктивного напряжения

$$V_f = V - \Delta U_* \tag{5.34}$$

или

$$V_f = V_0 + (PR_m + QX_m)/U^2_{\text{ном}} - \Delta U_*. \tag{5.35}$$

Здесь V_0 — константа, а остальные величины (P, Q, ΔU_*) — случайные. Их можно определить с помощью средних значений (математических ожиданий) $\overline{P}$, $\overline{Q}$, $\Delta\overline{U}_*$, среднеквадратических отклонений $\sigma[P] = \sigma_P$, $\sigma[Q] = \sigma_Q$, $\sigma[\Delta V] = \sigma_{\Delta V}$ и коэффициентов корреляции $r_{P\Delta V}$, $r_{Q\Delta V}$, r_{PQ}.

Регулирование напряжения оптимально, если параметры R_m, X_m и V_0 выбраны такими, что среднеквадратическое отклонение V_f минимально. В этом случае экономический ущерб, испытываемый всеми потребителями, минимален.

Определим оптимальные значения R_m, X_m и V_0. Для этого найдем дисперсию отклонения V_f:

$$\sigma^2_{V_f} = \frac{R^2_m}{U^4_{\text{ном}}}\sigma^2_P + \frac{X^2_m}{U^4_{\text{ном}}}\sigma^2_Q + \sigma^2_{\Delta V} +$$
$$+2\left(\frac{R_m X_m}{U^4_{\text{ном}}} r_{PQ}\sigma_P\sigma_Q - \frac{R_m}{U^2_{\text{ном}}} r_{P\Delta V}\sigma_P\sigma_{\Delta V} - \frac{X_m}{U^2_{\text{ном}}} r_{Q\Delta V}\sigma_Q\sigma_{\Delta V}\right). \tag{5.36}$$

Продифференцируем ее по R_m и X_m и приравняем полученные производные нулю:

$$\begin{aligned} \frac{\partial\sigma^2_{V_f}}{\partial R_m} &= 2R_m\frac{\sigma^2_P}{U^4_{\text{ном}}} + 2\frac{X_m}{U^4_{\text{ном}}} r_{PQ}\sigma_P\sigma_Q - \frac{2}{U^2_{\text{ном}}} r_{P\Delta V}\sigma_P\sigma_{\Delta V} = 0, \\ \frac{\partial\sigma^2_{V_f}}{\partial X_m} &= 2X_m\frac{\sigma^2_Q}{U^4_{\text{ном}}} + 2\frac{R_m}{U^4_{\text{ном}}} r_{PQ}\sigma_P\sigma_Q - \frac{2}{U^2_{\text{ном}}} r_{Q\Delta V}\sigma_Q\sigma_{\Delta V} = 0. \end{aligned} \tag{5.37}$$

В результате получим систему линейных уравнений:

$$\begin{cases} R_m\dfrac{\sigma_P}{U^2_{\text{ном}}} + X_m\dfrac{\sigma_Q}{U^2_{\text{ном}}} r_{PQ} - \sigma_{\Delta V} r_{P\Delta V} = 0, \\ R_m\dfrac{\sigma_P}{U^2_{\text{ном}}} r_{PQ} + X_m\dfrac{\sigma_Q}{U^2_{\text{ном}}} - \sigma_{\Delta V} r_{Q\Delta V} = 0, \end{cases} \tag{5.38}$$

решение которой можно записать в матричном виде:

$$\begin{pmatrix} R_m \\ X_m \end{pmatrix} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{\Delta} \begin{pmatrix} \sigma_Q & -\sigma_Q r_{PQ} \\ -\sigma_P r_{PQ} & \sigma_P \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \sigma_{\Delta V} r_{P\Delta V} \\ \sigma_{\Delta V} r_{Q\Delta V} \end{pmatrix}, \qquad (5.39)$$

где

$$\Delta = \sigma_P \sigma_Q - \sigma_P \sigma_Q r_{PQ}^2 = \sigma_P \sigma_Q (1 - r_{PQ}^2). \qquad (5.40)$$

Таким образом, имеем выражения для определения оптимальных значений R_m, X_m, а выражение для V_0 можно найти из (5.35), если считать, что математическое ожидание отклонения фиктивного напряжения равно нулю $\left(\overline{V}_f = 0\right)$:

$$R_m = U_{\text{ном}}^2 \frac{\sigma_{\Delta V}}{\sigma_P} \frac{r_{P\Delta V} - r_{PQ} r_{Q\Delta V}}{1 - r_{PQ}^2},$$

$$X_m = U_{\text{ном}}^2 \frac{\sigma_{\Delta V}}{\sigma_Q} \frac{r_{Q\Delta V} - r_{PQ} r_{P\Delta V}}{1 - r_{PQ}^2}, \qquad (5.41)$$

$$V_0 = \Delta U_* - \frac{R_m}{U_{\text{ном}}^2} P - \frac{X_m}{U_{\text{ном}}^2} \overline{Q},$$

Следовательно, для оптимального регулирования необходимо иметь числовые значения следующих режимных параметров:

- математического ожидания и среднеквадратических отклонений активной и реактивной мощности, отдаваемой в сеть,
- математического ожидания и среднеквадратического отклонения относительной величины потери напряжения ΔU_*;
- коэффициентов корреляции: r_{PQ}, $r_{P\Delta V}$, $r_{Q\Delta V}$.

Первые две группы параметров определяются путем обработки статистического материала, полученного при натурном или вычислительном эксперименте Что касается коэффициентов корреляции, то покольку, как правило, в распределительных сетях активная и реактивная нагрузки меняются одновременно, они будут равны: $r_{PQ} = 1$, $r_{P\Delta V} = 0{,}7...0{,}95$ и $r_{P\Delta V} = r_{Q\Delta V}$. С учетом указанных значений формулы (5.41) приобретают вид:

$$R_m = U_{\text{ном}}^2 \frac{\sigma_{\Delta V}}{\sigma_P} \frac{r_{P\Delta V}}{2},$$

$$X_m = U_{\text{ном}}^2 \frac{\sigma_{\Delta V}}{\sigma_Q} \frac{r_{Q\Delta V}}{2}, \qquad (5.42)$$

$$V_0 = \Delta \overline{U}_* - \frac{R_m}{U_{\text{ном}}^2} \overline{P} - \frac{X_m}{U_{\text{ном}}^2} \overline{Q}.$$

Регулирование напряжения заключается в поддержании на шинах подстанции напряжения

$$U = U_{ном} + U_{ном} V_0 + (PR_m + QX_m)/U_{ном}. \qquad (5.43)$$

Пример. Определить закон регулирования напряжения на шинах центра питания распределительной сети 10 кВ, приведенной на рис 5 22, по методу характеристического узла

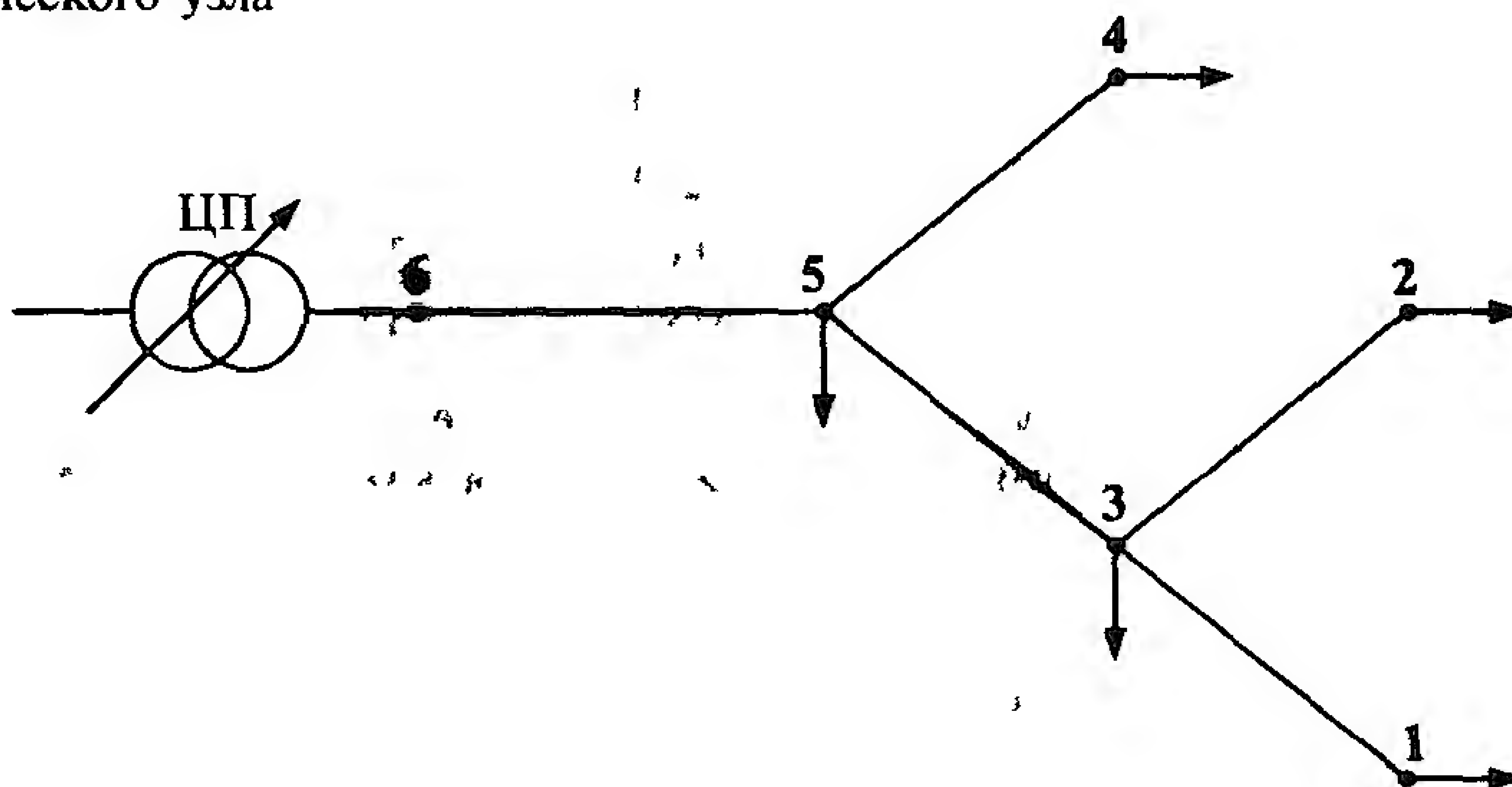


Рис. 5 22. Схема распределительной сети (мощности даны в киловаттах (P) и киловарах (Q))

Для простоты примем, что электроприемники, на шинах которых следует поддерживать напряжение, близкое к номинальному, находятся непосредственно в сети 10 кВ В действительности при расчете необходимо учесть сети 0,38 кВ, где, собственно, и нужно поддерживать номинальное напряжение на шинах электроприемников

В табл 5 1 приведены параметры схемы сети

Таблица 5 1

Сопротивления ветвей схемы сети (провод марки АС-50)

Имя ветви	*R, Ом*	*X, Ом*
1—3	0,5	0,36
2—3	0,5	0,36
3—5	0,5	0,36
4—5	0,5	0,36
5—6	1,04	0,72

Расчет приведен в системе Mathcad

ORIGIN = 1 t = 1 6 Unom = 10

Графики нагрузки узлов схемы сети по активной и реактивной мощности имеют шесть ступеней длительностью по 4 часа

$$P_1 := \begin{pmatrix} 210 \\ 235 \\ 511 \\ 420 \\ 430 \\ 402 \end{pmatrix} \quad P_2 := \begin{pmatrix} 210 \\ 235 \\ 511 \\ 420 \\ 430 \\ 402 \end{pmatrix} \quad P_3 := \begin{pmatrix} 126 \\ 141 \\ 280 \\ 250 \\ 270 \\ 241 \end{pmatrix} \quad P_4 := \begin{pmatrix} 315 \\ 352 \\ 725 \\ 528 \\ 550 \\ 601 \end{pmatrix} \quad P_5 := \begin{pmatrix} 419 \\ 468 \\ 832 \\ 713 \\ 720 \\ 801 \end{pmatrix}$$

$$Q_1 := \begin{pmatrix} 289 \\ 315 \\ 250 \\ 220 \\ 300 \\ 420 \end{pmatrix} \quad Q_2 := \begin{pmatrix} 289 \\ 315 \\ 250 \\ 220 \\ 300 \\ 420 \end{pmatrix} \quad Q_3 := \begin{pmatrix} 116 \\ 126 \\ 110 \\ 120 \\ 160 \\ 168 \end{pmatrix} \quad Q_4 := \begin{pmatrix} 289 \\ 315 \\ 320 \\ 330 \\ 380 \\ 420 \end{pmatrix} \quad Q_5 := \begin{pmatrix} 289 \\ 315 \\ 310 \\ 300 \\ 359 \\ 420 \end{pmatrix}$$

Графики напряжений в узлах схемы сети, полученные на основе вычислительного эксперимента путем расчета режимов для каждой ступени графиков мощностей при $U_6 = 10{,}5$ кВ:

$$U_1 := \begin{pmatrix} 10.21 \\ 10.18 \\ 9.99 \\ 10.07 \\ 10.03 \\ 9.99 \end{pmatrix} \quad U_2 := \begin{pmatrix} 10.21 \\ 10.18 \\ 9.99 \\ 10.07 \\ 10.03 \\ 9.99 \end{pmatrix} \quad U_3 := \begin{pmatrix} 10.23 \\ 10.20 \\ 10.03 \\ 10.01 \\ 10.03 \\ 10.03 \end{pmatrix} \quad U_4 := \begin{pmatrix} 10.25 \\ 10.23 \\ 10.07 \\ 10.13 \\ 10.1 \\ 10.07 \end{pmatrix} \quad U_5 := \begin{pmatrix} 10.28 \\ 10.26 \\ 10.11 \\ 10.17 \\ 10.15 \\ 10.11 \end{pmatrix}$$

График мощностей узла 5 (P_5 — кривая *1*, Q_5 — кривая *2*)

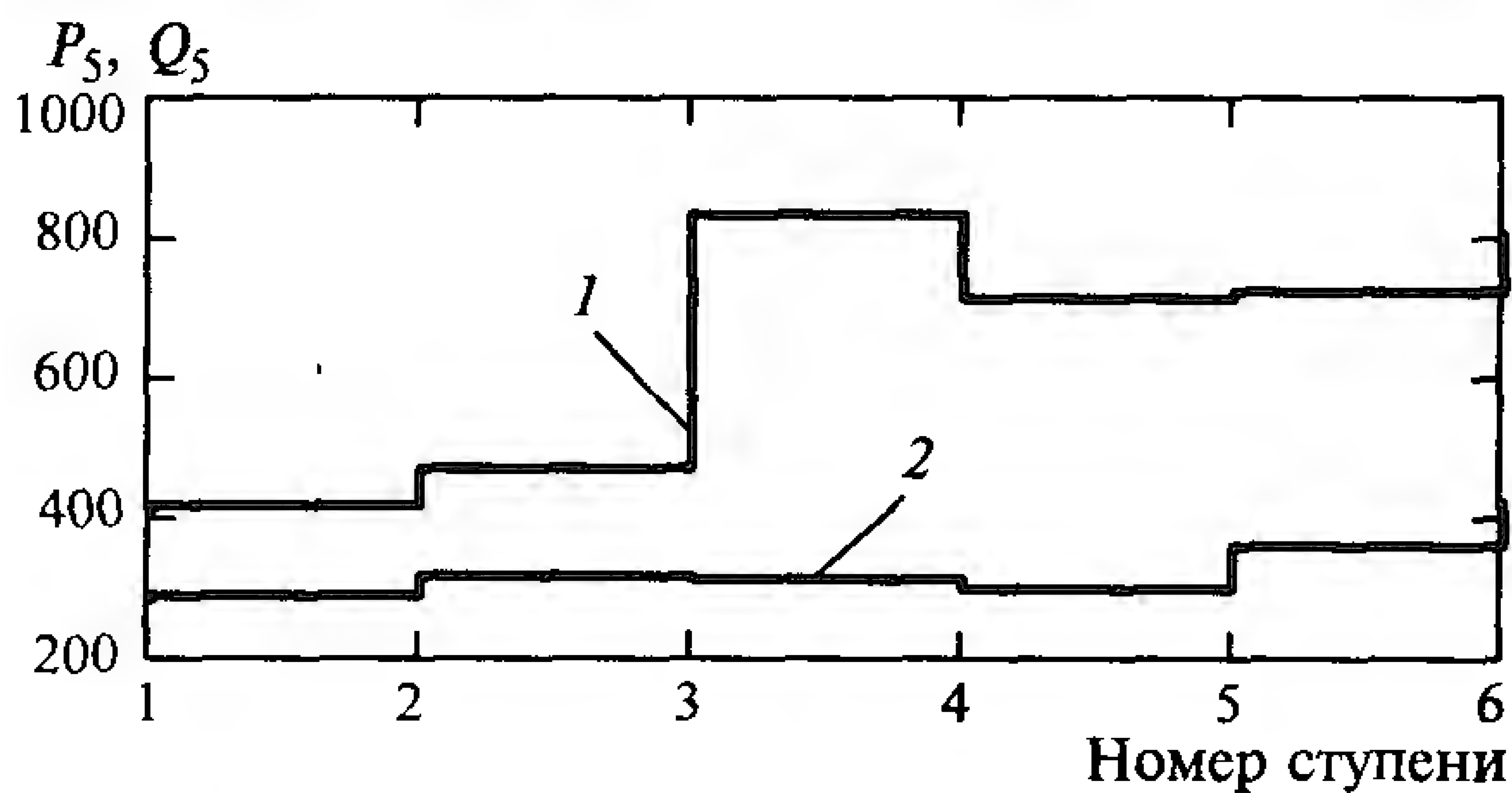
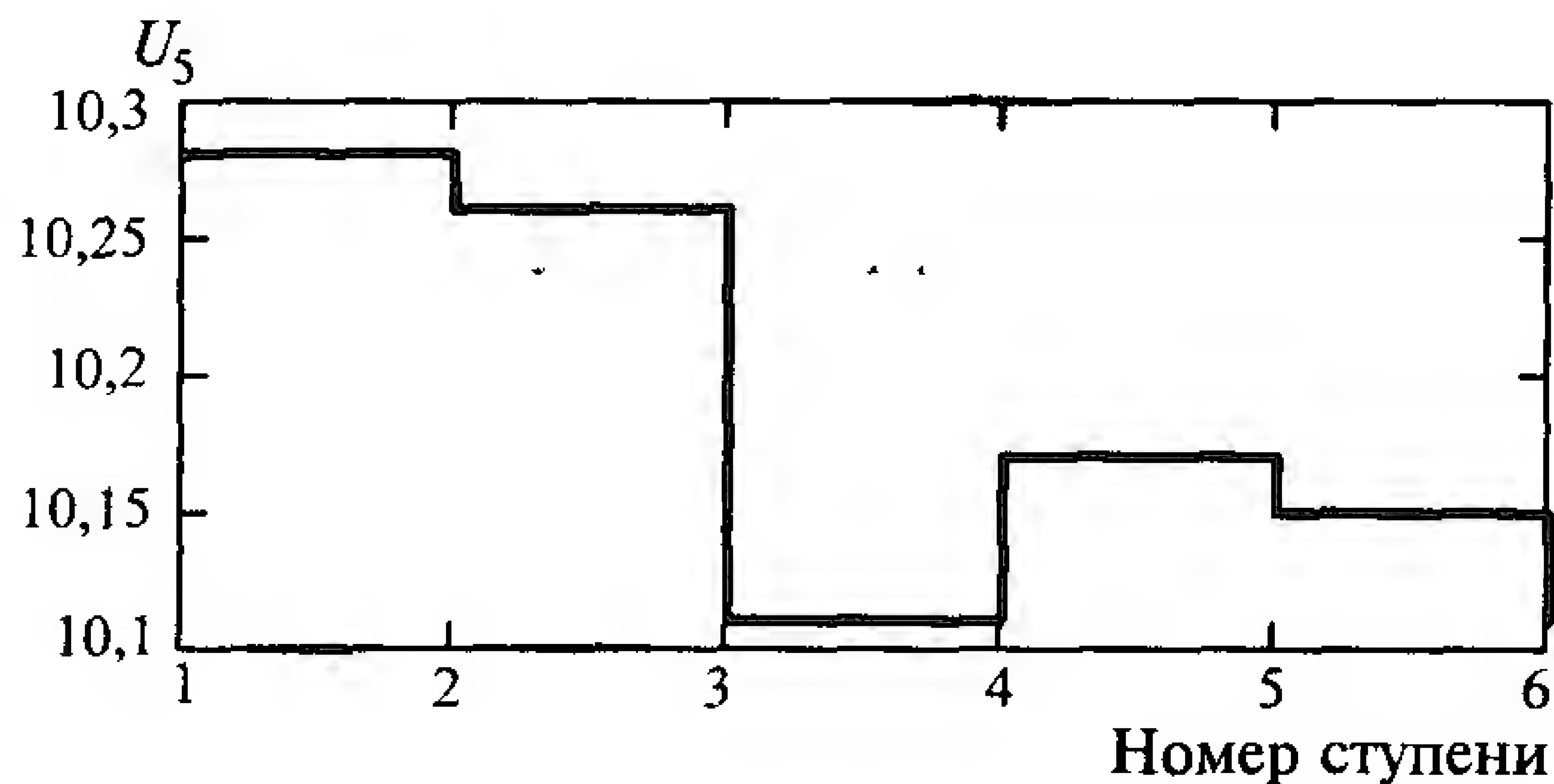


График напряжения в узле 5



Сумаарный график нагрузки сети

$P_s := P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5$ $\qquad Q_s := Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5$

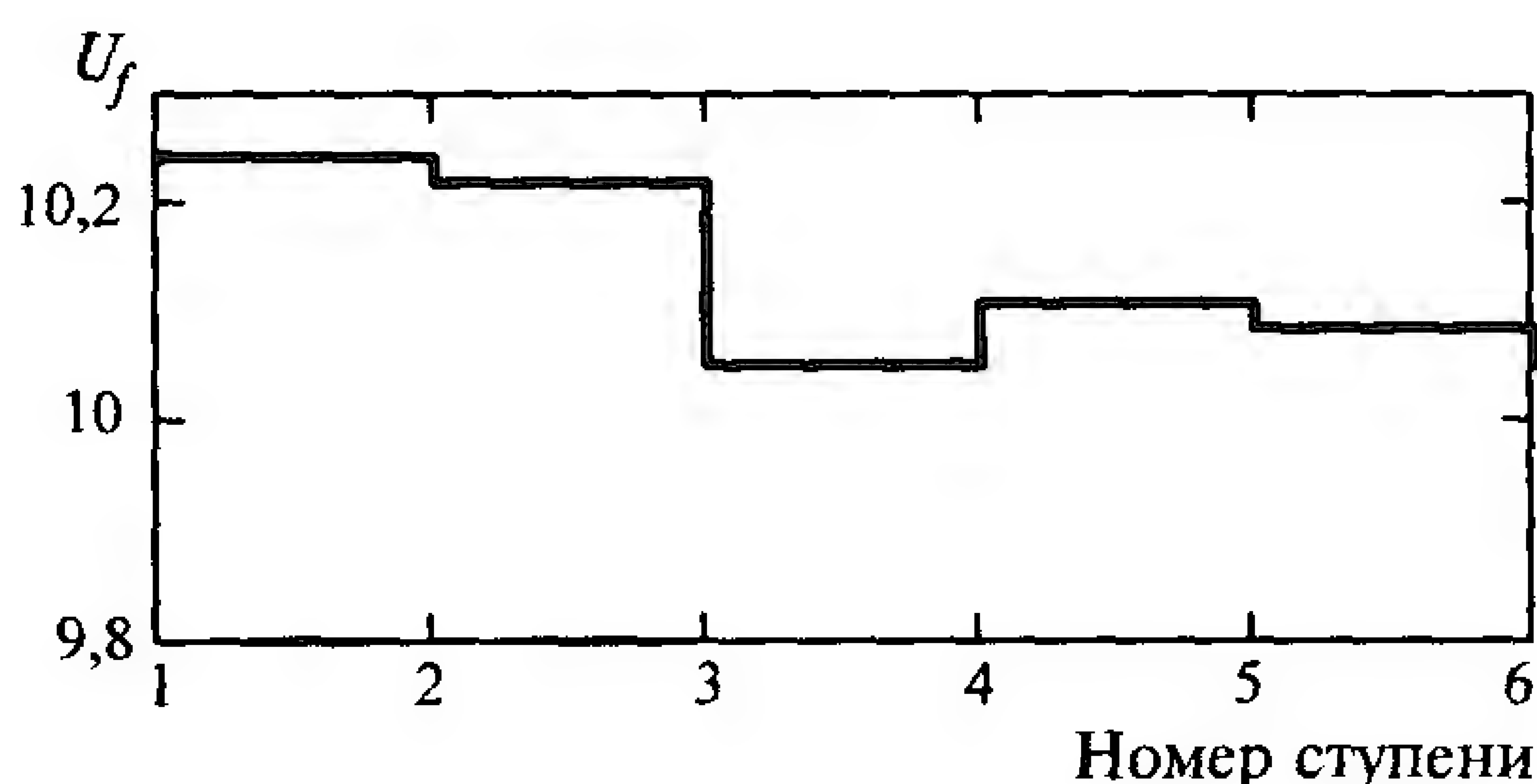
Суточное потребление энергии в каждом узле нагрузки и по сети в целом

$W_1 := \Sigma P_1 \cdot 4 \quad W_2 := \Sigma P_2 \cdot 4 \quad W_3 := \Sigma P_3 \cdot 4 \quad W_4 := \Sigma P_4 \cdot 4 \quad W_5 := \Sigma P_5 \cdot 4$

$W := \Sigma P_S \cdot 4$

График напряжения фиктивного узла

$$U_f := \frac{W_1 \cdot U_1 + W_2 \cdot U_2 + W_3 \cdot U_3 + W_4 \cdot U_4 + W_5 \cdot U_5}{W}$$



Расчет статистических характеристик параметров модели

$V_f := \frac{10.5 - U_f}{U_{nom}}$ $\qquad \Delta V := \text{mean}(V_f) \qquad \Delta V := 0.037$

$\sigma_{\Delta V} := \text{stdev}(V_f) \qquad \sigma_{\Delta V} = 7.727 \times 10^{-3}$

Примем, что коэффициенты корреляции

$r_{p\Delta V} := 0.8 \qquad r_{q\Delta V} := 0.8$

$m_p := \text{mean}(P_s) \qquad s_p := \text{stdev}(P_s) \qquad m_p = 2.125 \times 10^3 \qquad s_p = 570.988$

$m_q := \text{mean}(Q_s) \qquad s_q := \text{stdev}(Q_s) \qquad m_q = 1.406 \times 10^3 \qquad s_q = 222.329$

Сопротивления модели и параметр настройки

$$R := \frac{U_{nom}^{\;2} \cdot \sigma_{\Delta V}}{2 \cdot \sigma_p} \cdot r_{p\Delta V} \cdot 10^3 \qquad R = 0.541$$

$$X := \frac{U_{nom}^{\;2} \cdot \sigma_{\Delta V}}{2 \cdot \sigma_q} \cdot r_{q\Delta V} \cdot 10^3 \qquad X = 1.39$$

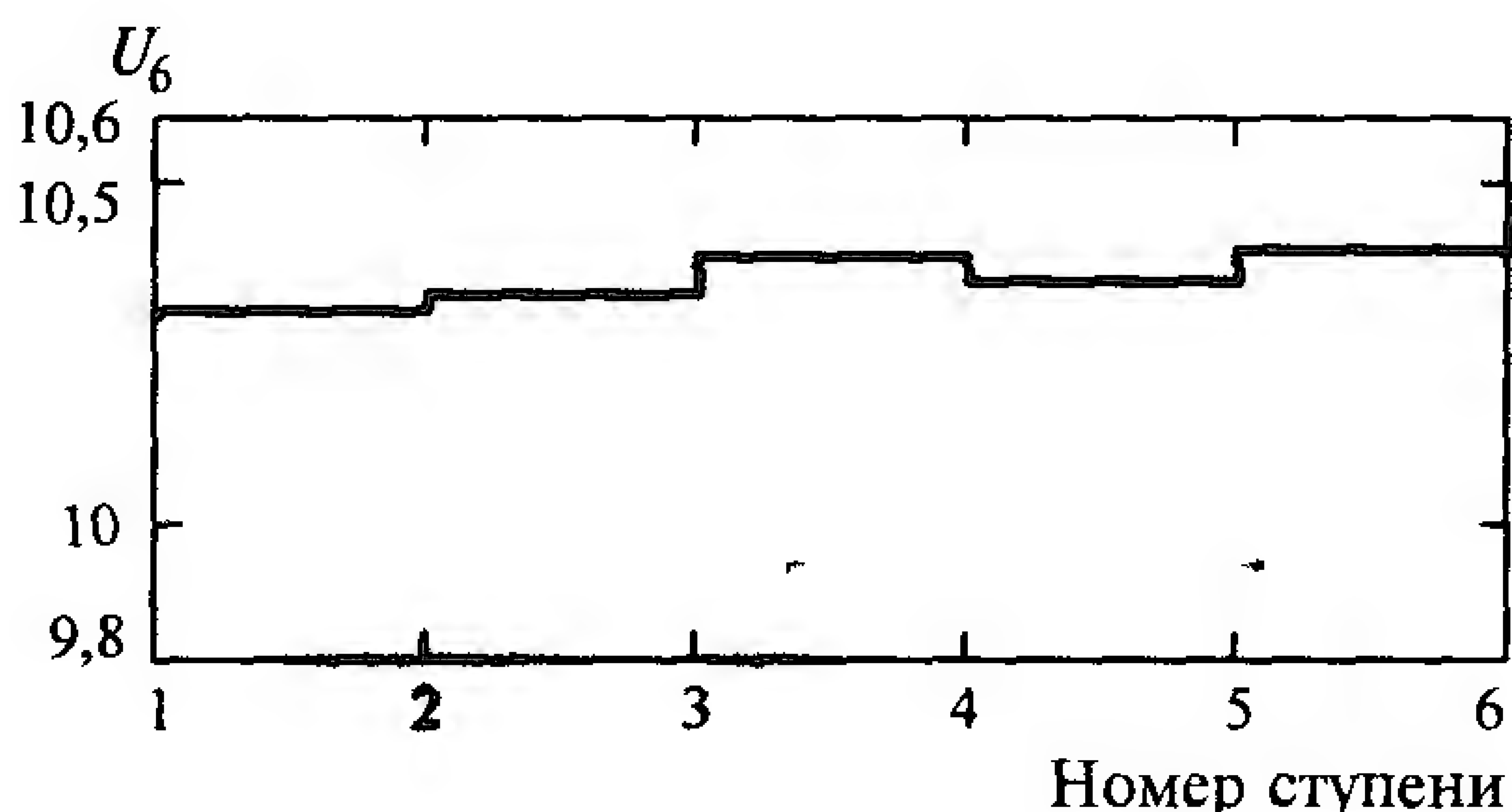
$$V_0 := \Delta V - \left(\frac{R}{U_{nom}^{\;2}} \cdot m_p + \frac{X}{U_{nom}^{\;2}} \cdot m_q \right) \cdot 10^{-3} \qquad V_0 = 0.006$$

График напряжения в центре питания, который должна поддерживать система регулирования

$$\Delta U = \frac{(P_s \; R + Q_s \; X) \; 10^{3}}{U_{nom}}$$

$$U_6 = U_{nom} + V_0 \; U_{nom} + \Delta U$$

$$U_6 = \begin{pmatrix} 10\,31 \\ 10\,334 \\ 10\,391 \\ 10\,355 \\ 10\,402 \\ 10\,453 \end{pmatrix}$$



Вопросы для самопроверки

1 Какие существуют методы регулирования напряжения в электрических сетях?

2 По каким принципам осуществляется регулирование напряжения?

3 Что такое принцип встречного регулирования напряжения?

4 Какие средства регулирования напряжения имеются в электрических сетях?

5 С помощью какого регулирующего устройства выполняется регулирование напряжения на электростанциях?

6 В чем заключаются первичное и вторичное регулирования напряжение на электростанциях?

7 Какие ограничения должны быть выполнены при регулировании напряжения на электростанциях?

8 Что представляет собой регулятор напряжения РПН, который устанавливается в трансформаторах?

9 Какои принцип работы устройства РПН?

10 В чем различие функционирования устройств ПБВ и РПН?

11 Как подобрать рабочее ответвление на устройстве РПН для поддержания желаемого напряжения на шинах низкого напряжения трансформатора?

12 Какие особенности имеются в регулировании напряжения в трехобмоточных трансформаторах?

13 Какие дополнительные устройства используются для регулирования напряжения на подстанциях с трехобмточными трансформаторами?

14 Как регулируется напряжение в автотрансформаторах?

15 Что такое продольное и поперечное регулирования напряжения?

16 За счет чего можно изменять потери напряжения на участке электрической сети?

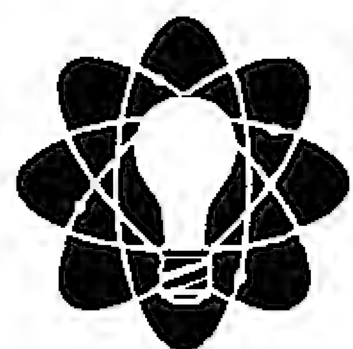
17 Как оценить величину требуемой реактивной мощности в узле нагрузки для получения желаемого напряжения?

18 Каким образом можно изменить сопротивление участка электрической сети для регулирования напряжения?

19 Что является критерием регулирования напряжения в методе характеристического узла?

20 Как выбирается характеристическая точка?

21 Какие исходные данные требуются для определения оптимального графика напряжения в центре питания?



ГЛАВА 6

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

6.1. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Общие потери в электрических сетях складываются из технических и коммерческих потерь:

$$\Delta W = \Delta W_т + \Delta W_к. \tag{6.1}$$

Технические потери, которые называют *технологическим расходом* электрической энергии на передачу, вызваны физическими процессами диссипации (рассеивания) энергии. Коммерческие потери обусловлены несовершенством системы учета потребления электрической энергии, неодновременностью оплаты за электроэнергию и ее хищениями. В последние годы в России в среднем технические потери составили около 10,8%. Для сравнения: в Турции — 10,9%; США — 8,1%; Великобритании — 8%; Германии — 4,5%; Нидерландах — 4,3%. Коммерческие потери в России сегодня примерно такие же, как и технические.

Экономически обоснованные технические потери $\Delta W_{то}$ (оптимальные потери) представляет собой разницу между их фактическим значением $\Delta W_т$ и снижением потерь δW, которое может быть достигнуто за счет всех мероприятий по их снижению. Фактическое значение технических потерь может быть определено только расчетным путем.

Оптимальная величина потерь $\Delta W_{то}$ может быть установлена на стадии проектирования по прогнозным нагрузкам или определена для текущего расчетного периода времени по реальным (измеренным) нагрузкам.

Технические потери разделяют на нагрузочные потери $\Delta W_н$, потери холостого хода $\Delta W_х$ и потери на корону $\Delta W_{кор}$.

Нагрузочные потери

$$\Delta W_н = \int_0^T \Delta P(t)\,dt = 3R\int_0^T I^2(t)\,dt, \tag{6.2}$$

где T — период времени, за который вычисляются потери (обычно год); $\Delta P(t)$ — изменение потери активной мощности за период T; $I(t)$ — токовая нагрузка и R — сопротивление элемента сети, в котором вычисляются потери.

Если имеется ступенчатый график мощности или тока, то

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta t \sum_{i=1}^{T/\Delta t} \Delta P_i = 3R\Delta t \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2, \qquad (6.3)$$

где Δt — продолжительность одной ступени графика нагрузки.

Потери холостого хода

$$\Delta W_{\text{х}} = \frac{\Delta P_{\text{х}}}{U_{\text{ном}}^2} \int_0^T U^2(t)\,dt, \qquad (6.4)$$

где $\Delta P_{\text{х}}$ — мощность потерь холостого хода; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение; $U(t)$ — изменение напряжения за период T.

Как правило, потери холостого хода рассчитывают без учета изменения напряжения во времени, в этом случае

$$\Delta W_{\text{х}} = \Delta P_{\text{х}} T. \qquad (6.5)$$

Потери на корону обычно рассчитывают по среднестатистическим данным, полученным из справочной литературы, по аналогичной формуле

$$\Delta W_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{кор ср}} T. \qquad (6.6)$$

Если расчет потерь холостого хода и потерь на корону не вызывает затруднений, то расчет нагрузочных потерь, связанный с учетом изменения нагрузки во времени, требует специального рассмотрения.

Существует несколько методов расчета нагрузочных потерь, различающихся в основном информацией, которая используется для этой цели. Рассмотрим наиболее простой и широко используемый метод расчета потерь, который называется методом *времени потерь* или *времени максимальных потерь*.

Период времени, за который рассчитываются потери, примем равным одному году: $T = 8760$ ч. Потери энергии в i-м элементе электрической сети при неучете изменения напряжения во времени составят:

$$\Delta W_{\text{н}i} = 3R_i \int_0^T I_i^2(t)\,dt = \frac{R_i}{U_{\text{ном}}^2} \int_0^T S_i^2(t)\,dt =$$

$$= \frac{R_i}{U_{\text{ном}}^2} \left[\int_0^T P_i^2(t)\,dt + \int_0^T Q_i^2(t)\,dt \right]. \qquad (6.7)$$

Интегралы от квадратичных графиков мощностей, равных площадям соответствующих криволинейных трапеций, можно заменить на выражения определения площадей равновеликих прямоугольников, которые получаются как произведения квадрата максимальной активной ($P^2_{\max i}$) или реактивной ($Q^2_{\max i}$) мощности на некоторые отрезки времени — τ_p и τ_q соответственно:

$$\Delta W_{\text{н}i} = \frac{R_i}{U^2_{\text{ном}}}\left(P^2_{\max i}\,\tau_p + Q^2_{\max i}\,\tau_q\right). \qquad (6.8)$$

Вместо величин τ_p и τ_q, как правило, используют их средневзвешенное значение, которое можно получить по формуле

$$\tau = (P^2_{\max i}\,\tau_p + Q^2_{\max i}\,\tau_q)/S^2_{\max i}. \qquad (6.9)$$

В этом случае нагрузочные потери можно определить по формуле

$$\Delta W_{\text{н}i} = \frac{R_i}{U^2_{\text{ном}}}\int_0^T S_i^2(t)\,dt = \frac{R_i}{U^2_{\text{ном}}} S^2_{\max i}\,\tau. \qquad (6.10)$$

Выражение $\frac{R_i}{U^2_{\text{ном}}} S^2_{\max i}$ есть максимальные потери мощности в i-м элементе сети $\Delta P_{\max i}$. Тогда имеем

$$\Delta W_{\text{н}i} = \Delta P_{\max i}\,\tau. \qquad (6.11)$$

Время τ называется временем максимальных потерь, или, короче, *временем потерь*.

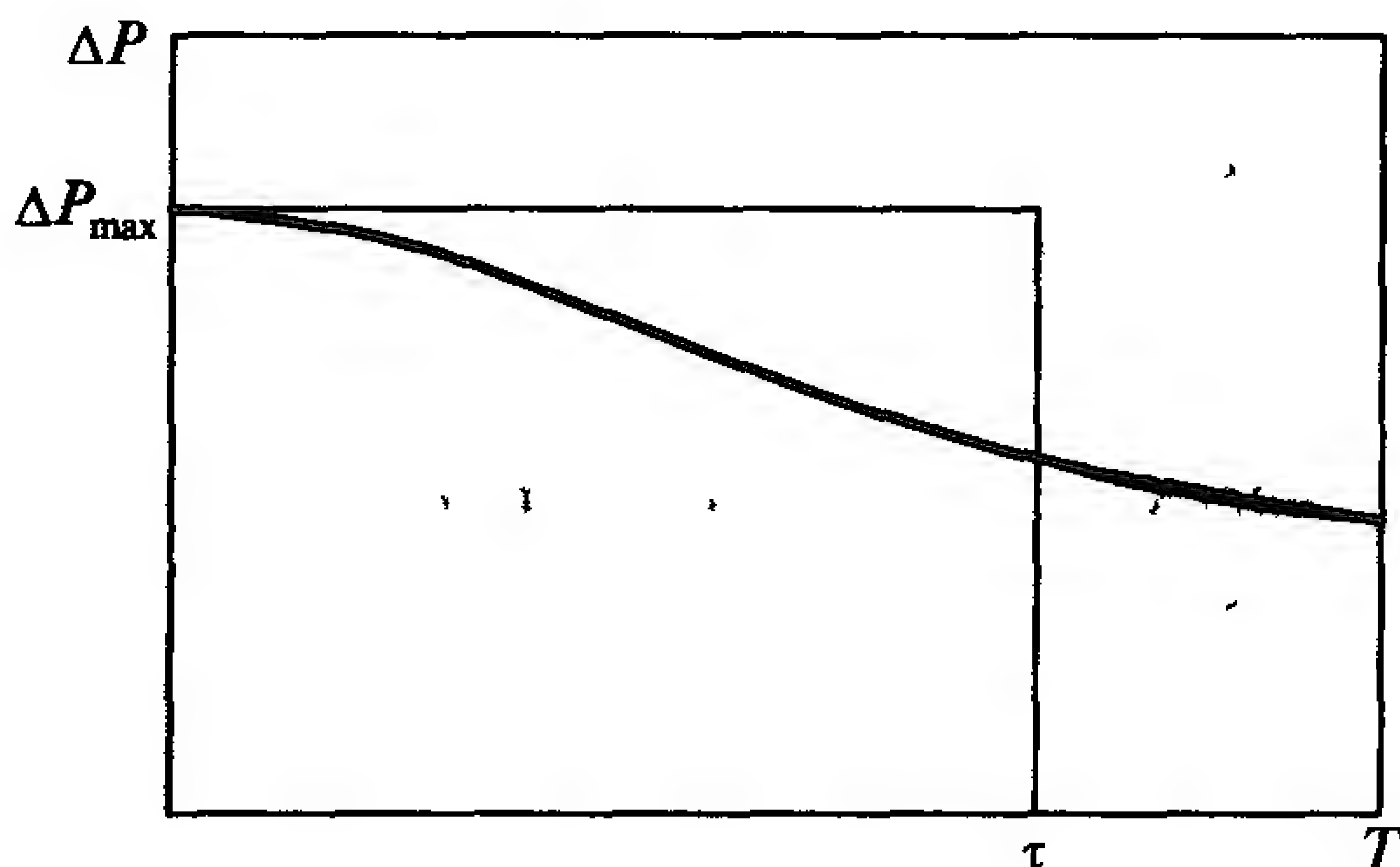


Рис. 6.1. Годовой график потерь по продолжительности и время потерь

Если построить годовой график потерь мощности по продолжительности (рис. 6.1), то по нему можно понять смысл времени потерь: площадь под кривой графика потерь и площадь прямоугольника со сторонами $\Delta P_{\max i}$ и τ равны между собой. Дадим определение времени потерь.

Время потерь — это время, в течение которого элемент сети, работая с наибольшей нагрузкой, будет иметь такие же потери энергии, как при работе по действительному графику нагрузки в течение года. Время потерь — величина фиктивная:

$$\tau = \frac{\int_0^T S_i^2(t)\,dt}{S_{\max i}^2}. \qquad (6.12)$$

Она зависит от характера изменения как активной, так и реактивной нагрузки элемента. Характеристикой заполненности графика активной мощности является время использования максимума нагрузки T_{max}. Для реактивной нагрузки такое понятие не используется, поэтому для отражения связи τ с реактивной нагрузкой указывают величину коэффициента мощности $\cos\varphi$. Так как $\cos\varphi$ также может меняться во времени, то говорят о средневзвешенном коэффициенте мощности $\cos\varphi_{ср}$.

Таким образом, $\tau = f(T_{max}, \cos\varphi_{ср})$. Эти кривые для разных коэффициентов мощности приведены на рис. 6.2.

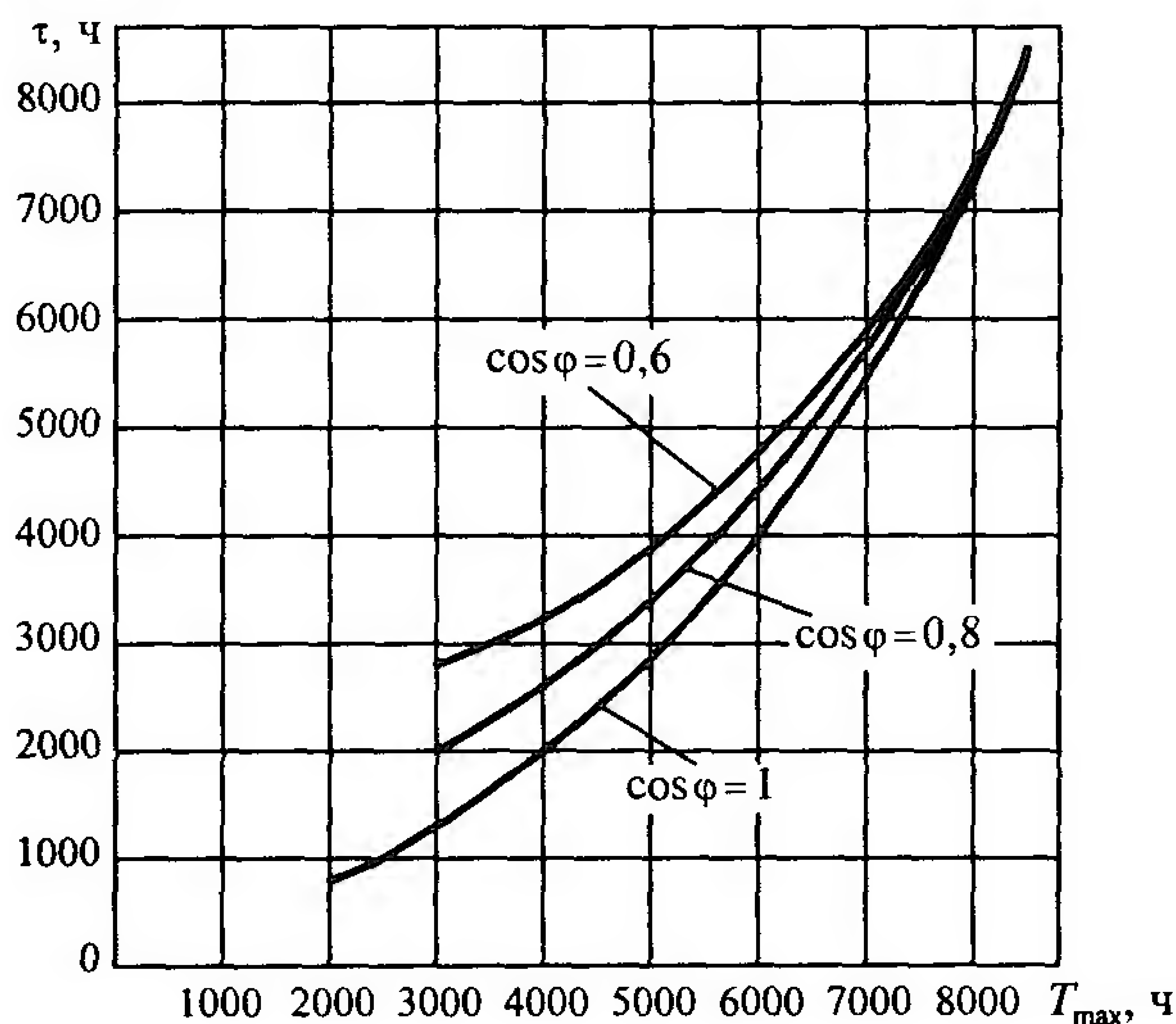


Рис. 6.2. Зависимость времени потерь от T_{max} и $\cos\varphi$

При типовой форме графика нагрузок величину τ можно определить по эмпирической формуле

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_{max}}{10\,000}\right)^2 8760. \qquad (6.13)$$

В технико-экономических расчетах τ принимают одинаковым для всех ее элементов и определяют исходя из T_{max}, характерного для суммарной нагрузки рассматриваемой сети, и нагрузочные потери в целом по сети определяют через сумму потерь мощности во всех элементах сети:

$$\Delta W_{\text{н}\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{\max i}\,\tau. \qquad (6.14)$$

С учетом потерь холостого хода и потерь на корону общие технические потери в сети вычисляются по формуле

$$\Delta W = (\Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{кор}})8760 + \Delta P_{\max}\tau. \qquad (6.15)$$

6.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Структура потерь энергии в электрических сетях

Величины потерь электрической энергии в объектах электрических сетей приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Потери электроэнергии на объектах электрической сети

Объект электрической сети	*Потери электрической энергии, %*		
	нагрузочные	*на холостой ход и на корону*	*всего*
ЛЭП	60	5	65
Подстанция	15	20	35
Всего	75	25	100

Ниже приведены величины потерь, %, в электрических сетях по классам номинальных напряжений:

Напряжение, кВ	Потери, %
750	1
500	9
330	7
220	16
100...150	28
0,4...35	32
Потери на корону	2
Потери в остальных элементах ЭЭС (в реакторах, генераторах, измерительных приборах, трансформаторах тока и напряжения)	3
Собственные нужды подстанций	2

Примечание. Потери энергии в трансформаторах и автотрансформаторах составляют около 30% суммарных потерь в сети соответствующей ступени номинального напряжения.

Классификация мероприятий по снижению потерь электрической энергии

Все мероприятия по снижению потерь электрической энергии делятся на три группы:

1) организационные — по совершенствованию эксплуатации оборудования электрических сетей и оптимизации их схем и режимов;

2) технические — по реконструкции, модернизации и строительству сетей;

3) мероприятия по совершенствованию учета электрической энергии, которые могут быть как практически беззатратными, так и требующими дополнительных затрат. Эти мероприятия не снижают физически существующих потерь электроэнергии, однако они упорядочивают учет, уточняют исходную информацию и в ряде случаев снижают коммерческие потери.

Организационными мероприятиями являются:

- оптимизация режимов по напряжению и реактивной мощности;
- оптимизация мест размыкания сетей 6...35 кВ;
- перевод генераторов электростанций в режим СК при недостатке реактивной мощности в ЭЭС;
- отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок;
- выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ и др.

Технические мероприятия включают в себя:

- установку компенсирующих устройств;
- замену проводов на провода с большим сечением;
- замену перегруженных и недогруженных трансформаторов;
- установку трансформаторов с РПН, ЛР, ВДТ, шунтирующих реакторов и т. п.;
- установку устройств регулирования потоков мощности в неоднородных замкнутых сетях высокого и сверхвысокого напряжения;
- перевод сетей на более высокое номинальное напряжение и др.

Рассмотрим некоторые из перечисленных выше организационных и технических мероприятий более подробно.

Оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности

Анализируя формулу потерь активной мощности в элементе электрической сети

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R,$$

можно сразу сказать, что увеличение напряжения или уменьшение реактивной мощности, передаваемой по элементу, приведет к снижению потерь мощности.

В сложных схемах также можно снизить потери мощности, поднимая уровни напряжения в узлах и разгружая линии и трансформаторы по реактивной мощности. Основным методом повышения напряжения в сети является централизованное повышение напряжения в цепи передачи. Это либо шины электростанции, либо шины СН или НН понижающих подстанций. Высокую эффективность данный метод имеет в режимах большой загрузки сети, когда потери сами по себе достаточно велики.

В электрических сетях сверхвысокого напряжения эффект от повышения напряжения и снижения передаваемой реактивной мощности может оказаться еще больше, однако необходимо учитывать, что при этом могут возрасти потери на корону. Кроме того, следует также иметь в виду, что повышение напряжения ограничивается условиями регулирования напряжения у потребителей и технически возможными пределами. Увеличение напряжения и разгрузка сети по реактивной мощности взаимосвязаны между собой, например компенсация реактивной мощности приводит к повышению напряжения в сети.

С учетом наличия контуров с существенной неоднородностью (неоднородная сеть, см. разд. 2.8) и электростанций, участвующих в регулировании реактивной мощности в ЭЭС, задача оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности должна решаться совместно для всей схемы электрической сети с помощью специальных методов и вычислительных программ оптимизации режимов электрических систем.

Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок

Нагрузочные потери ($\Delta P_н$) и потери холостого хода ($\Delta P_х$) в трансформаторах сопоставимы между собой. При полной загрузке или перегрузке трансформаторов $\Delta P_н > \Delta P_х$, и наоборот, в режимах недогрузки $\Delta P_х > \Delta P_н$. В последнем случае имеет смысл отключать часть параллельно работающих трансформаторов.

Определим потери мощности в трансформаторах на понижающей подстанции, где установлены два одинаковых понижающих трансформатора. Общие потери в каждом из трансформаторов равны сумме нагрузочных потерь (потерь в обмотках) и потерь холостого хода (потерь в стали):

$$\Delta P_{н} + \Delta P_{х} = \frac{S^2}{U^2} R + \Delta P_{х}, \qquad (6.16)$$

где S — мощность нагрузки трансформатора; U — напряжение на трансформаторе; R — активное сопротивление обмоток трансформатора.

Примем для простоты напряжение в формуле (6.16) равным номинальному напряжению и запишем формулы потерь в трансформаторах при работе одного трансформатора ΔP^{I} и параллельной работе двух трансформаторов ΔP^{II} при одной и той же нагрузке:

$$\Delta P^{I} = \frac{S^2}{U_{ном}^2} R + \Delta P_{х}, \qquad (6.17)$$

$$\Delta P^{II} = \frac{S^2}{U_{ном}^2} \frac{R}{2} + 2\Delta P_{х}. \qquad (6.18)$$

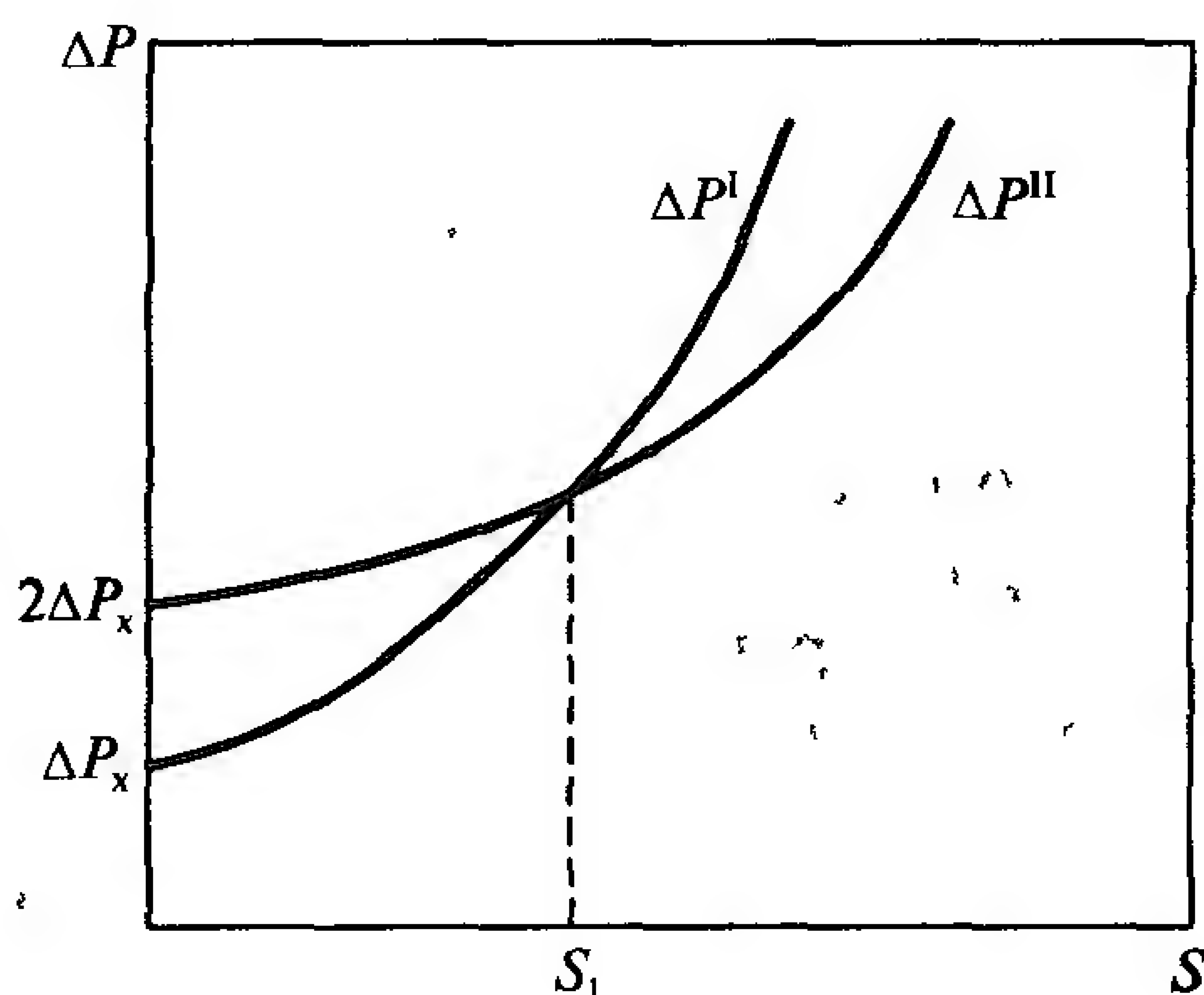


Рис 6.3. Зависимости потерь в трансформаторах от нагрузки

Кривые зависимости потерь от загрузки трансформаторов S показаны на рис. 6.3. Точка пересечения этих кривых дает величину S_1 нагрузки трансформаторов, при которой потери для обоих случаев равны друг другу: $\Delta P^{I} = \Delta P^{II}$. Следовательно, при работе с нагрузкой, меньшей S_1 ($S < S_1$), общие потери $\Delta P^{I} < \Delta P^{II}$, и выгодно отключать один из трансформаторов, и, наоборот, при $S > S_1$ необходимо держать оба трансформатора включенными. Величину S_1 можно найти из уравнения:

$$\frac{S_1^2}{U_{ном}^2} R + \Delta P_{х} = \frac{S_1^2}{U_{ном}^2} \frac{R}{2} + 2\Delta P_{х}$$

или

$$\frac{S_1^2}{U_{ном}^2}\frac{R}{2} = \Delta P_x,$$

откуда

$$S_1 = U_{ном}\sqrt{2\Delta R_x / R}. \quad (6.19)$$

Пример. Рассчитать нагрузку трансформаторов на подстанции с двумя трансформаторами ТРДЦН-63000/110, ниже которой выгодно отключать один из трансформаторов Активное сопротивление обмоток одного трансформатора $R = 0{,}87$ Ом, потери холостого хода $\Delta P_x = 59$ кВт

В соответствии с формулой (6 19) получим

$$S_1 = U_{ном}\sqrt{2\Delta R_x / R} = 110\sqrt{\left(2 \cdot 59 \cdot 10^{-3}\right)/0{,}87} = 40{,}51 \text{ МВ·А}$$

Замена проводов и перевод ВЛ на более высокое номинальное напряжение

Замена проводов выполняется на перегруженных линиях и, как правило, в распределительных электрических сетях 0,38...10 кВ. Основная цель замены проводов — это снижение потери напряжения в линиях и повышение ее пропускной способности. Мероприятие осуществляется на линиях с большим сроком эксплуатации, на которых провода уже подверглись значительному износу. Потери мощности при этом уменьшаются пропорционально изменению сопротивления проводов.

Перевод ВЛ на более высокую ступень номинального напряжения является одним из самых эффективных, но и самых дорогостоящих мероприятий. Конструктивно оно связано с увеличением уровня изоляции фаз, увеличением междуфазных расстояний, возможно, заменой проводов и реконструкцией подстанций.

Этот способ применяется, как правило, для повышения пропускной способности электрической сети в тех случаях, когда нагрузка линии достигла предельных для существующего номинального напряжения значений. Снижение потерь электроэнергии здесь, как и в предыдущем мероприятии, является сопутствующим эффектом.

Пример. Пусть на участке ЛЭП-35 кВ с сопротивлением в 1 Ом передается мощность 35 МВ·А Тогда потери мощности на этом участке составят величину $\frac{35^2}{35^2} \cdot 1 = 1$ МВт, а при номинальном напряжении 110 кВ с теми же сечениями проводов — $\frac{35^2}{110^2} \cdot 1 = 0{,}1$ МВт, т е потери снизились в 10 раз!

6.3. ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ В НЕОДНОРОДНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Схемы электрических сетей содержат множество замкнутых контуров, что в общем повышает надежность электроснабжения потребителей и способствует увеличению пропускной способности электрической сети Контуры образуются линиями как одной, так и нескольких ступеней номинальных напряжений. Если контур состоит только из ЛЭП, выполненных проводами одной марки, то отношение X/R для всех ветвей схемы замещения в таком контуре одинаково и рассматриваемая сеть является однородной При разных сечениях проводов ЛЭП, входящих в контур, или для сети с трансформаторами отношение X/R различное для разных ветвей, т.е. сеть оказывается неоднородной. Покажем, что в неоднородной замкнутой сети потоки мощности распределяются по ветвям не оптимально и что для такой сети возможно снижение потерь путем принудительного изменения потокораспределения в контуре.

Рассмотрим простейший случай схемы сети, состоящей из одного контура, образованного тремя ЛЭП (рис. 6.4). Приведем данную схему к линии с двусторонним питанием и запишем выражения для определения потокораспределения на ее участках (рис 6.5):

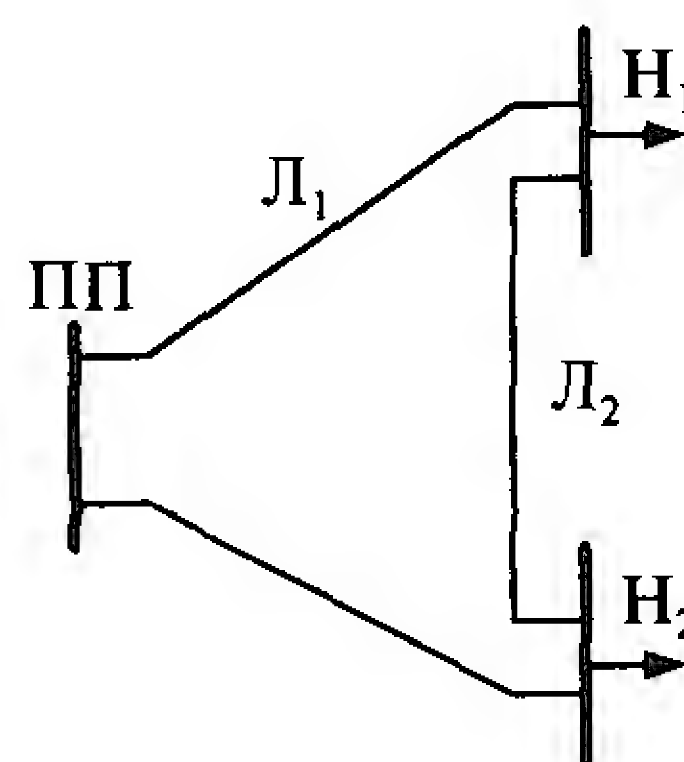


Рис 6 4 Схема замкнутой сети

$$\underline{S}_1 = \frac{\underline{S}_{\text{Н}_1}\left(\overset{*}{\underline{Z}}_2 + \overset{*}{\underline{Z}}_3\right) + \underline{S}_{\text{Н}_2}\overset{*}{\underline{Z}}_3}{\overset{*}{\underline{Z}}_1 + \overset{*}{\underline{Z}}_2 + \overset{*}{\underline{Z}}_3}, \qquad (6\ 20)$$

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_1 - \underline{S}_{\text{Н}_1}, \quad \underline{S}_3 = \underline{S}_{\text{Н}_2} - \underline{S}_2.$$

Такое потокораспределение называют *естественным.*

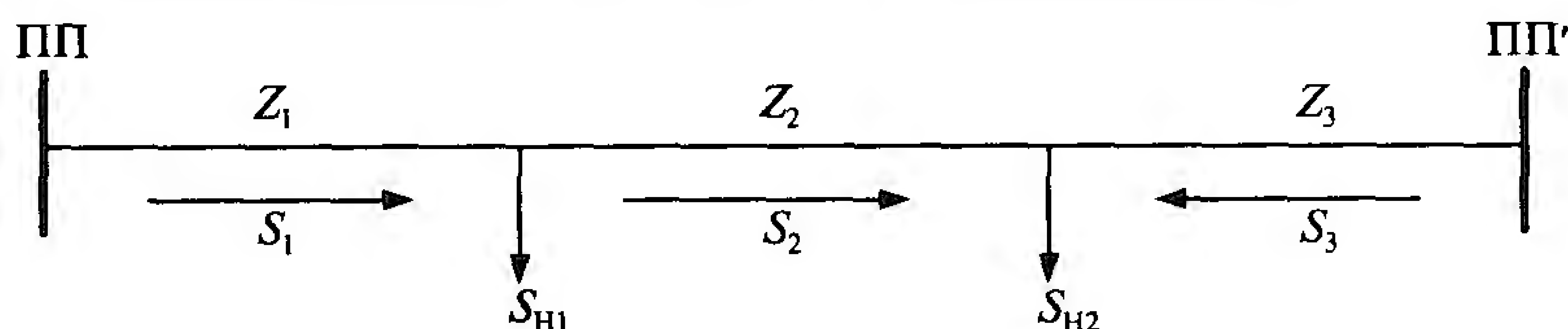


Рис 6 5 Схема замкнутой сети, приведенная к линии с двусторонним питанием

Суммарные потери мощности в сети складываются из потерь на участках линии Приближенно можно записать:

$$\Delta P_\Sigma = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 =$$

$$= \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{\text{ном}}^2} R_1 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{\text{ном}}^2} R_2 + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{\text{ном}}^2} R_3 \qquad (6.21)$$

Здесь вместо действительных напряжений в линии использовано номинальное напряжение сети, а в потоках мощности не учтены потери мощности.

Функция (6.21) записана как функция шести переменных — потоков активной и реактивной мощностей по трем участкам линии с двусторонним питанием. Подставим в (6.21) вместо потоков по второму и третьему участкам их выражения через поток на первом участке и мощности нагрузок:

$$P_2 = P_1 - P_{\text{н}_1}, \quad Q_2 = Q_1 - Q_{\text{н}_1},$$
$$P_3 = P_{\text{н}_1} + P_{\text{н}_2} - P_1, \quad Q_3 = Q_{\text{н}_1} + Q_{\text{н}_2} - Q_1. \quad (6.22)$$

В результате будем иметь:

$$\Delta P_\Sigma = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{\text{ном}}^2} R_1 + \frac{\left(P_1 - P_{\text{н}_1}\right)^2 + \left(Q_1 - Q_{\text{н}_1}\right)^2}{U_{\text{ном}}^2} R_2 + \frac{\left(P_{\text{н}_1} + P_{\text{н}_2} - P_1\right)^2 + \left(Q_{\text{н}_1} + Q_{\text{н}_2} - Q_1\right)^2}{U_{\text{ном}}^2} R_3. \quad (6.23)$$

Найдем минимум функции ΔP_Σ, для чего возьмем частные производные от выражения (6.23) по P_1 и Q_1 и приравняем их нулю.

Для P_1 имеем

$$\frac{\partial \Delta P_\Sigma}{\partial P_1} = \frac{2P_1}{U_{\text{ном}}^2} R_1 + \frac{2\left(P_1 - P_{\text{н}_1}\right)}{U_{\text{ном}}^2} R_2 - \frac{2\left(P_{\text{н}_1} + P_{\text{н}_2} - P_1\right)}{U_{\text{ном}}^2} R_3 = 0$$

или

$$2P_1R_1 + 2(P_1 - P_{\text{н}_1})R_2 - 2(P_{\text{н}_1} + P_{\text{н}_2} - P_1)R_3 = 0. \quad (6.24)$$

Аналогично для Q_1 имеем:

$$2Q_1R_1 + 2(Q_1 - Q_{\text{н}_1})R_2 - 2(Q_{\text{н}_1} + Q_{\text{н}_2} - Q_1)R_3 = 0. \quad (6.25)$$

Из (6.24) и (6.25) выразим потоки активной и реактивной мощностей по первому участку линии с двусторонним питанием, добавив к их обозначению букву «э» — экономическое, т.е. более выгодное с точки зрения величины потерь мощности:

$$P_1^{\text{э}} = \frac{P_{\text{н}_1}\left(R_2 + R_3\right) + P_{\text{н}_2} R_3}{R_1 + R_2 + R_3}, \quad Q_1^{\text{э}} = \frac{Q_{\text{н}_1}\left(R_2 + R_3\right) + Q_{\text{н}_2} R_3}{R_1 + R_2 + R_3}. \quad (6.26)$$

На основе (6.26) можно записать поток мощности как комплексной переменной. Кроме того, потоки мощности по двум другим участкам также изменятся в зависимости от потоков на первом участке:

$$\underline{S}_1^{э} = \frac{\underline{S}_{н_1}(R_2 + R_3) + \underline{S}_{н_2} R_3}{R_1 + R_2 + R_3}, \quad \underline{S}_2^{э} = \underline{S}_1^{э} - \underline{S}_{н_1}, \quad \underline{S}_3^{э} = \underline{S}_{н_2} - \underline{S}_2^{э}. \qquad (6.27)$$

Такое потокораспределение мощностей называется *экономическим*.

Чтобы убедиться в том, что найденные значения переменных для экстремума функции ΔP_{Σ} действительно дают минимум функции, возьмем вторые частные производные по выражениям (6.24) и (6.25) и проверим их знак:

$$\frac{\partial^2 \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_1^2} = 2R_1 + 2R_2 + 2R_3 \text{ и } \frac{\partial^2 \Delta P_{\Sigma}}{\partial Q_1^2} = 2R_1 + 2R_2 + 2R_3. \qquad (6.28)$$

Из (6.28) видно, что обе производные положительны, так как активные сопротивления линий есть положительные величины. Значит, найденный экстремум есть минимум функции суммарных потерь мощности.

В отличие от естественного потокораспределения, где потоки мощности пропорциональны комплексным сопротивлениям участков сети, в экономическом потокораспределении потоки мощности пропорциональны активным сопротивлениям ветвей.

Для достижения минимальных потерь мощности в линии с двусторонним питанием необходимо принудительно добиться экономического потокораспределения. Это можно сделать несколькими способами.

1. Включение в контур сети уравнительной ЭДС. Величину уравнительной ЭДС можно получить на основе второго закона Кирхгофа, записанного для экономического потокораспределения. Для естественного потокораспределения сумма падений напряжений при обходе контура равна нулю, но для экономического потокораспределения эта сумма будет равна искомой ЭДС:

$$\Delta \underline{U}_1^{э} + \Delta \underline{U}_2^{э} - \Delta \underline{U}_3^{э} = \frac{\overset{*}{S}{}_1^{э} \underline{Z}_1}{U_{ном}} + \frac{\overset{*}{S}{}_2^{э} \underline{Z}_2}{U_{ном}} - \frac{\overset{*}{S}{}_3^{э} \underline{Z}_3}{U_{ном}} = \underline{E}_{ур}. \qquad (6.29)$$

Уравнительную ЭДС в контуре электрической сети можно создать с помощью включенного в рассечку одной из линий ЛР или ВДТ (см. гл. 5). Эти трансформаторы способны создавать добавочную ЭДС как в продольном, так и в поперечном направлении относительно напряжений фаз линии. Именно здесь возможно так называемое продольно-поперечное регулирование напряжения, которое изменяет потокораспределение на участках сети и может обеспечить экономическое потокораспределение в неоднородной замкнутой сети.

2. Устранение неоднородности сети путем продольной компенсации индуктивного сопротивления участков сети. Для иллюстрации этого способа рассмотрим два участка сети с разными отношениями X и R. Пусть для определенности $X_1/R_1 > X_2/R_2$. Для уравнивания этих отношений установим в рассечку первой линии устройство продольной компенсации (УПК) с емкостным сопротивлением X_C. Тогда из уравнения $(X_1 - X_C)/R_1 = X_2/R_2$ получим формулу для вычисления необходимого для устранения неоднородности емкостного сопротивления УПК:

$$X_C = X_1 - X_2 \frac{R_1}{R_2}. \tag{6.30}$$

По полученному из (6.30) значению емкостного сопротивления УПК можно вычислить величину необходимой емкости конденсаторной батареи: $C = 1/(\omega X_C)$, где $\omega = 2\pi f = 2\pi \cdot 50 = 314{,}15$.

3. Размыкание контура электрической сети. Если разомкнуть контур электрической сети с помощью выключателя в точке потокораздела экономического потокораспределения, то на участках электрической сети в разомкнутом режиме работы сохранятся те же потоки мощности, которые имели место в замкнутом режиме работы (рис. 6.6).

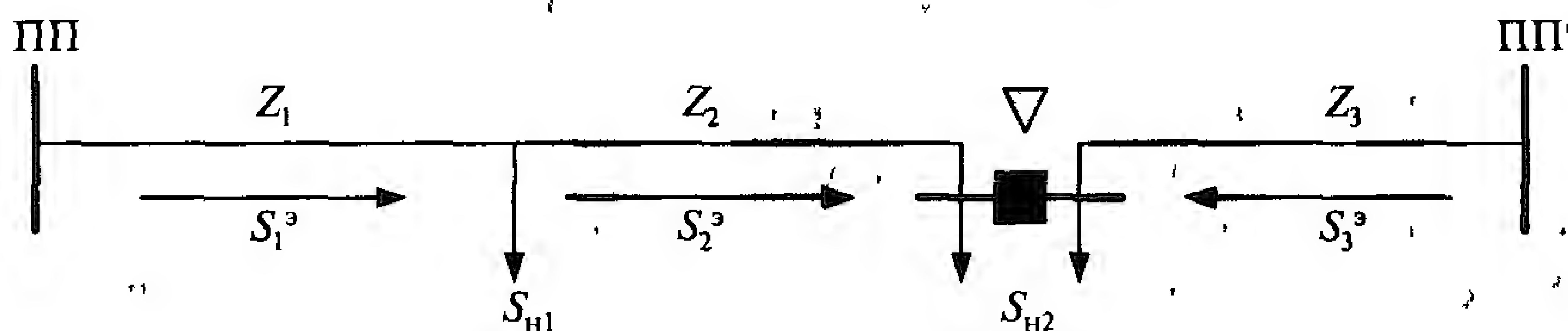


Рис. 6.6. Размыкание линии с двусторонним питанием

Мощность нагрузки $S_{н2}$ должна быть разделена на две части: одна питается от левой части сети и численно равна потоку по линии Л$_2$ $\underline{S}_2^э$, другая равна мощности, протекающей по правой части сети, т.е. по линии Л$_3$ $\underline{S}_3^э$. В этом случае потоки мощности соответствуют экономическому потокораспределению.

Способ размыкания неоднородных контуров сети широко применяется как в распределительных сетях до напряжения 110 кВ, так и в передающих сетях более высокого напряжения. Надежность электроснабжения потребителей при работе в разомкнутом режиме в случае аварийных отключений обеспечивается быстрым автоматическим включением отключенных выключателей.

Вопросы для самопроверки

1. На какие составляющие делят технические потери в электрических сетях?
2. Что такое время максимальных потерь?
3. От чего зависит время максимальных потерь?
4. Как записать формулу для вычисления полных годовых потерь электроэнергии?
5. На какие группы делятся мероприятия по снижению потерь электрической энергии?
6. Каким образом осуществляется снижение потерь мощности путем оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности?
7. Как можно объяснить снижение общих потерь в трансформаторах на подстанции при отключении одного из них?
8. В каких случаях может быть эффективной замена проводов и перевод ВЛ на более высокое номинальное напряжение?
9. Какое потокораспределение в замкнутых сетях называют естественным?
10. Как получить экономическое потокораспределение в замкнутой неоднородной сети?
11. Какие способы применяют для принудительного достижения экономического потокораспределения в замкнутой сети?



ГЛАВА 7

ЭЛЕМЕНТЫ ТИПОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

7.1. СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЭЭС

Проектирование развития ЭЭС выполняется для схем развития:

- Единой энергетической системы (ЕЭС) России и Объединенных энергетических систем (ОЭС);
- районных энергетических систем (РЭС);
- распределительных сетей 35...220 кВ;
- внешнего электроснабжения объектов промышленности и сельского хозяйства.

Проектирование ЭЭС состоит в разработке и технико-экономическом обосновании решений, определяющих развитие ЭЭС, обеспечивающих при наименьших затратах снабжение потребителей электрической и тепловой энергией при выполнении технических ограничений по надежности электроснабжения и качеству электроэнергии.

РАО «ЕЭС России» является составной частью отрасли электроэнергетики России. В составе РАО «ЕЭС России» выделяются: общество — головная (материнская) компания РАО «ЕЭС России», включая филиалы и представительства; холдинг — общество и его дочерние и зависимые общества АО-энерго и АО-электростанции, в том числе АО «Новосибирскэнерго»; группа — холдинг и все остальные дочерние и зависимые общества, включая научно-исследовательские, проектно-конструкторские, строительные, обслуживающие и непрофильные организации*.

Проект развития электрических сетей может выполняться в рамках одного АО-энерго в качестве самостоятельной работы, называемой «схема развития электрической сети РЭС», или как составная часть схемы развития ОЭС и ЕЭС.

К основным вопросам, которые решаются по схеме развития распределительных сетей РЭС, относятся:

---

* http //ues elektra ru/ru/info/har/

- выбор конфигурации электрической сети, типов подстанций, номинальных напряжений и сечений проводников ЛЭП, а также схем и оборудования подстанций;
- баланс мощностей, выбор типа и мест размещения КУ, а также способов регулирования напряжения.

При решении этих вопросов предлагается несколько конкурентно-способных вариантов схем, которые сопоставляются на основе технико-экономических критериев. Все варианты должны удовлетворять требуемой степени надежности, определенной ПУЭ.

Варианты схем электрических сетей выбираются исходя из наименьшей суммарной длины новых линий, кратчайшего пути от новых пунктов нагрузок до источников питания, требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей и перспективы дальнейшего развития энергосистемы.

Первым этапом создания вариантов схем электрической сети является выбор конфигурации (графа) сети. Между источниками питания и новыми пунктами нагрузок с учетом их расположения на местности в масштабе проводятся линии, которые отображают расположение новых ЛЭП. Таким образом, наметив несколько схем, следует определить их номинальные напряжения, число ступеней трансформации на подстанциях, скорректировать расстояния между подстанциями с учетом условий прокладки трассы под будущие ЛЭП и вновь рассмотреть варианты конфигурации сети.

При выборе сечений проводов линий количество вариантов возрастает, так как для одной и той же линии можно применять разные марки проводов. Здесь используют дополнительные критерии выбора сечений проводов для сокращения количества вариантов.

Конфигурации схем электрических сетей разделяют на *разомкнутые* и *замкнутые*. В общем, нельзя сказать, какую именно конфигурацию следует принять в конкретном случае. Как правило, нужны дополнительные расчеты, подтверждающие целесообразность принимаемых решений. Поэтому среди намечаемых вариантов конфигураций сети должны быть как разомкнутые, так и замкнутые ее виды.

Несмотря на многообразие применяемых конфигураций и схем, любую сеть можно разделить на отдельные участки, опирающиеся на центры питания (ЦП), и отнести к одному из рассмотренных ниже типов (рис. 7.1).

Одинарная радиальная сеть (рис. 7.1, *а*) является наиболее дешевой, однако обеспечивает наименьшую надежность; она получила широкое распространение как первый этап развития сети — при

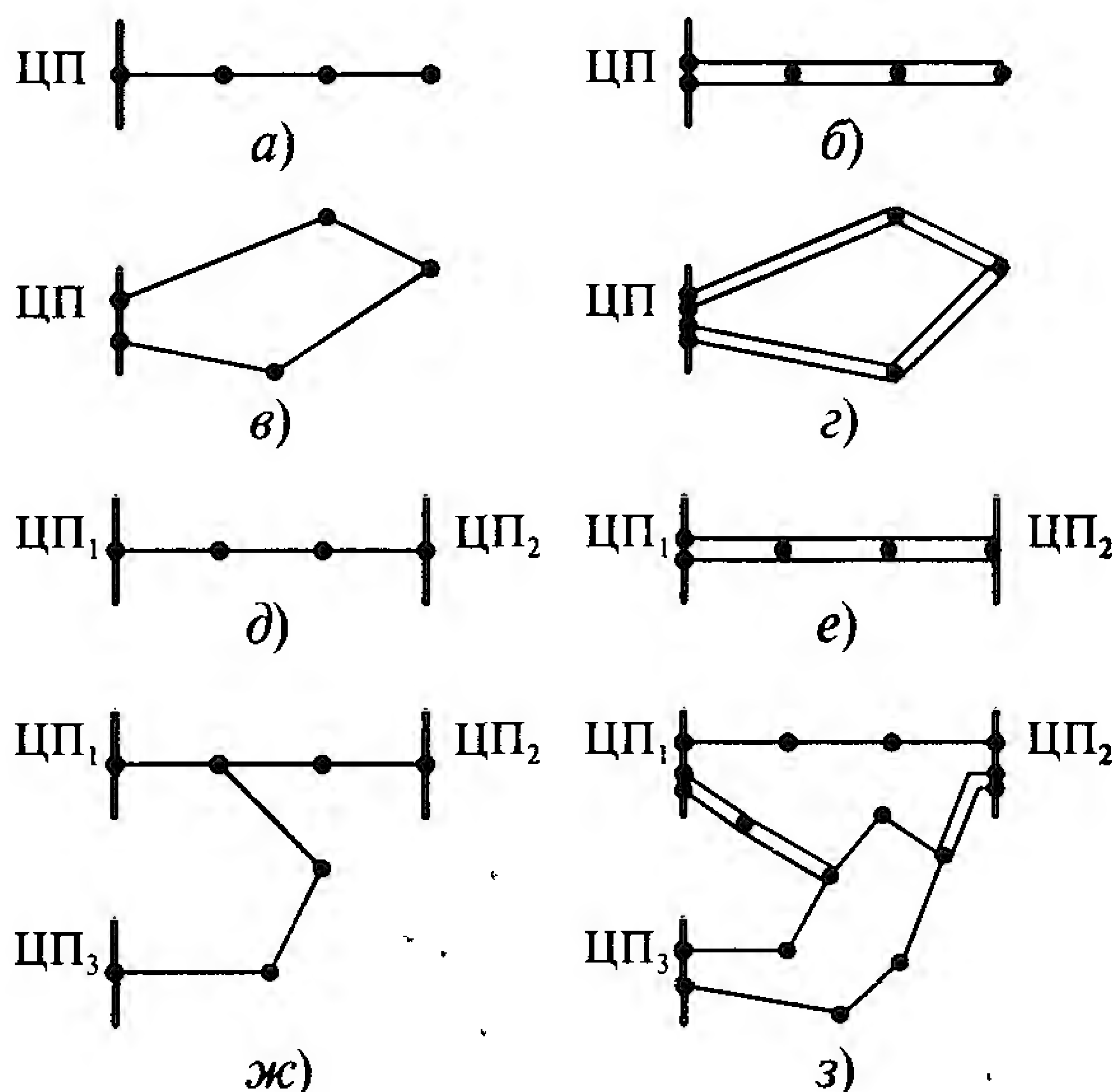


Рис. 7.1. Основные типы конфигурации электрической сети

небольших нагрузках присоединенных подстанций и возможности их резервирования по сети СН или НН.

Двойная радиальная сеть (рис. 7.1, *б*) за счет дублирования линии (двухцепная или две одноцепные ЛЭП) обеспечивает резервирование питания потребителей. Эта схема характеризуется равномерной загрузкой обеих линий и позволяет присоединять подстанции по простейшим схемам.

При электроснабжении района от одного ЦП находят применение *замкнутые сети кольцевой конфигурации — одинарные* (рис. 7.1, *в*) и *двойные* (рис. 7.1, *г*). Достоинствами этих схем являются высокая надежность электроснабжения потребителей (обеспечивается питание каждого потребителя по двум независимым участкам сети) и возможность применения простых схем присоединения подстанций.

Широко используется также *замкнутая одинарная сеть*, опирающаяся на два ЦП, — линия с двусторонним питанием. Эта конфигурация образуется в результате поэтапного развития сети между двумя ЦП. Преимущества такой конфигурации — возможность охвата территории сетями, создание «шин» между двумя ЦП для присоединения по мере необходимости новых подстанций, уменьшение суммарной длины ВЛ по сравнению с присоединением каждой подстанции по кратчайшему пути, что приводит к созданию сложнозамкнутой сети, а также возможность присоединения подстанций по упрощенным схемам.

Модификацией замкнутой одинарной сети является *замкнутая двойная сеть*, опирающаяся на два ЦП (рис. 7.1, *е*). Применяется при более высоких плотностях нагрузок, обладает теми же преимуществами, что и одинарная сеть.

Узловая сеть (рис. 7.1, *ж*) имеет более высокую надежность, чем предыдущие конфигурации сети, за счет присоединения к трем ЦП, однако плохо управляема в режимном отношении и требует сооружения сложной узловой подстанции.

Многоконтурная сеть (рис. 7.1, *з*) является, как правило, результатом неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения ЦП. Характеризуется сложными схемами подключения подстанций и трудностями обеспечения оптимального режима.

Пример 1. Рассмотреть варианты конфигурации схемы электрической сети для электроснабжения трех новых нагрузок, план расположения которых на местности относительно ЦП в масштабе дан на рис 7.2, *а*. Расстояния между ближайшими пунктами нанесено на плане в километрах (рис. 7.2, *а*). Мощности нагрузок новых пунктов равны: $P_1 = 40$ МВт, $P_2 = 30$ МВт, $P_3 = 25$ МВт. Пункт 1 расположен ближе всех к ЦП и мощность его нагрузки самая большая, следовательно, надо сразу предусмотреть его питание по кратчайшему пути и наметить двухцепную линию от ЦП до 1. Питание остальных двух пунктов нагрузки может быть выполнено по различным вариантам через пункт 1: трем вариантам разомкнутого типа (рис. 7.2, *б, в, г*) и двум вариантам замкнутого типа (рис. 7.2, *д, е*).

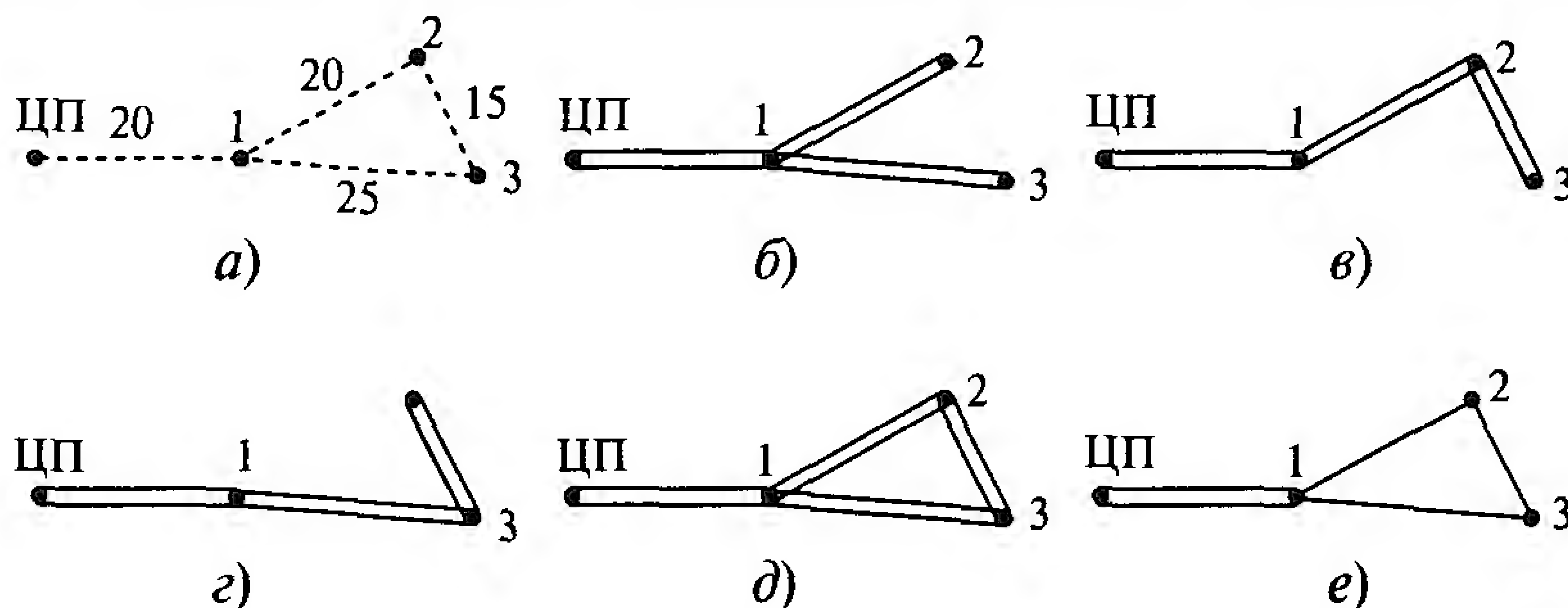


Рис. 7.2. Варианты конфигурации схем электрической сети

Следует сразу убрать из рассмотрения вариант *д*, так как дублирование линий в кольце является излишним и приведет к необоснованному удорожанию сети.

Сравним три варианта разомкнутых схем *б, в* и *г* с точки зрения критерия суммарной длины линий, причем длину линии от ЦП до 1 не будем учитывать, поскольку она присутствует во всех вариантах. Вариант *в* имеет самую маленькую суммарную длину линий $L_в = 15 + 20 = 35$; другие варианты: $L_б = 20 + 25 = 45$, $L_г = 25 + 15 = 40$.

Из дальнейшего рассмотрения можно убрать вариант *г*, так как по способу присоединения подстанции он равноценен лучшему варианту *в*, а также имеет питание пункта 2 «по обходному пути», т.е. через пункт 3 слева направо и далее назад к пункту 2. Это необоснованно увеличивает длину пути питания пункта 2, что скажется как на увеличении стоимости сооружаемых линий, так и на завышении потерь электрической энергии.

Из оставшихся двух вариантов разомкнутого типа на данном этапе нельзя выбрать лучший. Несмотря на меньшую суммарную длину, вариант *в* имеет недостатки. Во-первых, питание пункта осуществляется по пути через транзитный пункт 2, что, естественно, увеличивает потери энергии, а, во-вторых, загрузка линии 1—2 будет выше, чем в другом варианте, что повлечет выбор большего сечения проводов и увеличение стоимости капитальных вложений. В то же время вариант *в* имеет более простую схему присоединения к сети подстанции 1 — количество отходящих линий здесь меньше, но для подстанции 2, наоборот, схема несколько сложнее, так как в варианте *б* подстанция 2 становится тупиковой, схема присоединения которой к сети является одной из самых простых и дешевых.

Вариант кольцевого типа *е* ничем не уступает по надежности электроснабжения и ориентировочной стоимости сооружения сети вариантам разомкнутого типа (линии, входящие в кольцо одноцепные, а следовательно, дешевле двухцепных). Дать сравнительную оценку величины потерь энергии в этом варианте на этапе предварительного выбора конфигурации сети нельзя.

Следовательно, для дальнейшего рассмотрения целесообразно выбрать три варианта конфигурации сети: *б*, *в* и *е*. После выбора номинальных напряжений линий и количества номинальных напряжений на подстанциях можно вторично рассмотреть выбранные конфигурации сети.

7.2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ СООРУЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В условиях рыночных отношений между производителями и потребителями электрической энергии выбор варианта развития электрической сети должен учитывать множество факторов, среди которых необходимо назвать следующие:

- срок строительства электрической сети;
- начальные капитальные затраты на ее сооружение;
- темпы инфляции и рост стоимости затрат за время сооружения;
- учетную ставку банка за выданную ссуду на сооружение сети;
- тариф на электроэнергию и его изменения;
- эксплуатационные расходы за весь срок службы.

Энергокомпания является частным предприятием или акционерным обществом и строит свои отношения с потребителем электроэнергии и кредитором — банком или другой организацией, дающей ссуду на строительство сети. В таком случае *критерий выбора варианта строительства* может быть взят как сумма затрат на сооружение и эксплуатацию электрической сети [31]:

$$З = К + И, \qquad (7.1)$$

где К — капитальные затраты на сооружение электрической сети с учетом инфляции за время сооружения и учетной ставки банка; И — издержки за весь срок службы электрической сети с учетом

изменения стоимости электроэнергии за это время и с учетом инфляции.

Энергокомпания для сооружения объекта может взять либо краткосрочную ссуду в банке на срок не более одного года, либо долгосрочную — по долговому обязательству. Если деньги нужны для сооружения объекта в течение нескольких лет, ссуду можно взять в долг у государства, у другой компании или у будущих потребителей. Эта операция называется *лизингом*. Кредитор может дать деньги под определенный процент, называемый «учетная ставка» или «интерес», причем он должен быть уверен в успехе проекта и в том, что сможет вернуть, учитывая инфляцию, свои деньги с прибылью. Интерес кредитора может состоять в том, что в будущем у него есть возможность купить объект у энергокомпании, если он будет приносить приемлемую прибыль.

Решение о вложении денег в строительство объекта энергокомпания принимает после сопоставления годовых эксплуатационных расходов со стоимостью капиталовложений и дохода от этого объекта. Поскольку доходы энергокомпании контролируются, удобно сравнивать капиталовложения с требуемым доходом, который при отсутствии прибыли равен сумме ежегодных расходов на обслуживание, ремонт, потери энергии и годовых фиксированных расходов на вложенный капитал. Фиксированные расходы должны включать выплату дивидентов акционерам или выплату процентной ставки за кредит, расходы, покрывающие инфляцию, налоги на доходы, налоги на собственность и страховые взносы.

В условиях рыночной экономики существует понятие *стоимости денег*. Сами по себе деньги ничего не стоят. Понятие «стоимость денег» имеет смысл покупательной способности денег. Деньги стоят столько, сколько товаров и услуг на них можно купить. Число товаров и услуг, которые можно приобрести на деньги в конкретное время, пропорционально реальной их стоимости в это время. Сравнение вариантов электрических сетей требует объединения затрат, которые были произведены за различные периоды времени. Деньги, полученные в одно время, могут быть потрачены в другое время. Затраты за разные отрезки времени объединяют, используя концепцию времени стоимости денег, т.е. приведения затрат к одному моменту времени.

Стоимость как реальная покупательная способность денег зависит от времени их расходования, поэтому различают понятия: номинальная стоимость денег, или фактические деньги, полученные и потраченные в одно время, и реальная стоимость денег,

или деньги, имеющие покупательную способность в определенное время.

Изменение стоимости денег называется *обесцениванием*, или *инфляцией*. Из-за инфляции $i\%$ в год деньги обесцениваются на $i\%$ за этот год. Обозначим через $К_0$ сегодняшнюю стоимость денег, через год эта стоимость уменьшится в $1 + i$ раз, а через n лет — в $(1 + i)^n$ раз. Купить те же товары и услуги через n лет можно будет уже за деньги $К_n = К_0 \cdot k_{п1}$, где $k_{п1} = (1 + i)^n$ — коэффициент приведения будущей стоимости денег к сегодняшнему дню; i — ежегодная инфляция в относительных единицах.

Примем за начало отсчета времени ($t = 0$) момент начала сооружения сети. Если электрическая сеть строится в течение $T_в$ лет, то в момент $t = 0$ энергокомпания должна взять такой кредит с учетной ставкой i, чтобы этой суммы хватило на закупку оборудования, материалов, на выполнение строительно-монтажных работ за время $T_в$ с учетом инфляции. Возможен отдельный учет интереса кредитора i_1 и инфляции i_2. В этом случае $i = i_1 + i_2$.

Если обозначить начальные капитальные затраты на сооружение сети в момент $t = 0$ $К_0$, то полные затраты К за время сооружения $T_в$ составят

$$К = К_0 (1 + i)^{T_в}. \qquad (7.2)$$

После ввода объекта в эксплуатацию энергокомпания несет ежегодные издержки и получает доход от продажи электроэнергии потребителям. В этот период она может начать расплачиваться с кредитором.

Введем формулу коэффициента приведения ежегодных эксплуатационных расходов к сегодняшнему дню с учетом займа денег, ежегодных платежей, интереса кредитора и роста стоимости электроэнергии:

$$k_{п2} = \frac{1 - (1 + i_э)^{-T_э}}{i_э}, \qquad (7.3)$$

где $T_э$ — экономический срок службы электрической сети, который обычно меньше физического срока службы и отсчитывается от момента $t = T_в$; $i_э$ — эквивалентная учетная ставка (отн. ед.):

$$i_э = (i - a)/(1 + a), \qquad (7.4)$$

i — учетная ставка кредитора и значение инфляции; a — рост стоимости электрической энергии (отн. ед.).

Значение эквивалентной учетной ставки принимается не меньше значения инфляции. Она называется также минимальной приемлемой учетной ставкой при возврате капитала.

При ежегодных равных платежах в течение экономического срока службы электрической сети $T_э$ общая сумма долга, возвращенная кредитору за этот срок, будет

$$К_{\Sigma} = \frac{К}{k_{п2}} T_э. \quad (7.5)$$

Эксплуатационные издержки энергокомпании за срок службы электрической сети $T_э$ складывается из двух составляющих:

$$И = И_1 + И_{пот}, \quad (7.6)$$

где $И_1$ — приведенные к моменту ввода электрической сети в эксплуатацию расходы на управление, обслуживание, ремонт и замену оборудования, налоги, страховые взносы и пр.; $И_{пот}$ — капитализированная стоимость потерь мощности и энергии в электрической сети, т.е. стоимость потерь, приведенная к моменту ввода электрической сети в эксплуатацию.

Значение $И_1$ определяется по формуле:

$$И_1 = \beta К_{\Sigma} k_{п2}, \quad (7.7)$$

где β — относительное значение ежегодных эксплуатационных затрат; $k_{п2}$ — коэффициент приведения эксплуатационных затрат за экономический срок службы электрической сети к сегодняшнему дню.

Капитализированная стоимость потерь в электрической сети имеет две составляющие:

$$И_{пот} = И_{\Delta P} + И_{\Delta W}, \quad (7.8)$$

где $И_{\Delta P}$ — стоимость расширения электростанций и подстанций в существующей сети для компенсации потерь мощности в сооружаемой сети:

$$И_{\Delta P} = \mu \Delta P_{\Sigma}; \quad (7.9)$$

μ — удельная стоимость расширения электростанций и подстанций; ΔP_{Σ} — полные потери мощности в электрической сети (нагрузочные потери, потери холостого хода и потери на корону $\Delta P_{\Sigma} = \Delta P + \Delta P_х + \Delta P_{кор}$); $И_{\Delta W}$ — стоимость электрической энергии, необходимой для покрытия потерь энергии в электрической сети за ее экономический срок службы, приведенная к сегодняшнему дню:

$$И_{\Delta W} = [(\Delta P_х + \Delta P_{кор})\ 8760 + \Delta P \tau]\ b k_{п2}; \quad (7.10)$$

τ — время наибольших потерь; b — удельная стоимость электрической энергии для покрытия потерь энергии в электрической сети.

Полные затраты (7.1) определяются по формуле

$$З = К_{\Sigma} + И_1 + И_{\Delta P} + И_{\Delta W} =$$
$$= К_{\Sigma} + \beta К_{\Sigma} k_{п2} + \mu \Delta P_{\Sigma} + [(\Delta P_{х} + \Delta P_{кор})\ 8760 + \Delta P \tau]\ b k_{п2}. \quad (7.11)$$

По всем разрабатываемым вариантам сооружения электрической сети необходимо рассчитать полные затраты и на основе их сопоставления выбрать вариант с меньшими затратами. Если сравниваемые варианты отличаются по затратам менее чем на 5%, то эти варианты считаются равноценными и окончательный выбор следует делать по каким-либо другим критериям, например учитывающим экологические, эстетические и партнерские факторы.

Данные о стоимости сооружения линий и подстанций в виде укрупненных показателей приводятся в справочной литературе на 1984 г. Для их использования надо пересчитать данные по стоимости оборудования через коэффициент приведения цен к сегодняшнему дню. О стоимости оборудования, выпускаемого в настоящее время, можно узнать из каталогов фирм-изготовителей и заводов.

Приведенная выше методика сопоставления вариантов на основе полных затрат учитывает зарубежный опыт, но не является утвержденной для использования в отрасли электроэнергетики России, однако в условиях рыночной экономики ее применение в энергосистемах может быть весьма полезным.

7.3. ВЫБОР НОМИНАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ЛЭП

Номинальное напряжение ЛЭП существенно влияет на ее технико-экономические показатели. При большом номинальном напряжении возможна передача большой мощности на большие расстояния и с меньшими потерями. Пропускная способность электропередачи при переходе на следующую ступень номинального напряжения увеличивается в несколько раз. В то же время с повышением номинального напряжения существенно возрастают капитальные вложения в оборудование и сооружение ЛЭП.

Номинальные напряжения электрических сетей в России установлены ГОСТ 21128—83 (см. табл. В.2) Экономически целесообразное номинальное напряжение ЛЭП зависит от многих факторов, среди которых наиболее важными являются передаваемая активная мощность и расстояние. В [11] приводятся области применения электрических сетей разных номинальных напряжений, построенные на основе критерия, который непригоден в условиях рыночной экономики. Поэтому выбор варианта электрической

сети с тем или иным номинальным напряжением должен приниматься на основе других критериев, например критерия полных затрат (см разд. 7.2). Тем не менее ориентировочные значения номинальных напряжений могут быть получены и по прежним методикам, например по эмпирическим формулам и таблицам, учитывающим предельную дальность передачи и пропускную способность линий разных номинальных напряжений.

Чаще всего применяют следующие две эмпирические формулы:

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{P \cdot l}, \qquad (7.12)$$

$$U = \frac{1000}{\sqrt{500/l + 2500/P}}, \qquad (7.13)$$

где l — длина линии, км; P — передаваемая мощность, МВт. Полученные напряжения используются для подбора стандартного номинального напряжения. При разнице полных затрат сопоставляемых вариантов электрической сети менее 5% предпочтение должно отдаваться варианту использования более высокого напряжения.

Данные табл. 7.1 характеризуют пропускную способность и дальность передачи линий 35...1150 кВ с учетом наиболее часто применяемых сечений проводов и фактической средней длины ВЛ.

Варианты проектируемой электрической сети или отдельные ее участки могут иметь разные номинальные напряжения. Обычно сначала определяют напряжения головных, более загруженных участков. Участки кольцевой сети, как правило, необходимо выполнять на одно номинальное напряжение.

Таблица 7.1

Пропускная способность и дальность передачи линий 35...1150 кВ

Напряжение линии, кВ	*Сечение провода, мм²*	*Передаваемая мощность, МВт*		*Длина ЛЭП, км*	
		натуральная	*при плотности тока 1,1 А/мм²*	*предельная при КПД 0,9*	*средняя между двумя соседними ПС*
35	70...150	3	4...10	25	8
110	70...240	30	13...45	80	25
150	150...300	60	38..77	250	20
220	24...400	135	90...150	400	100
330	2·240...2·400	360	270..450	700	130
500	3·300...3·500	900	770...1300	1200	280
750	5·300...5·500	2100	1500...2000	2200	300
1150	8·300...8·500	5200	4000..6000	3000	—

Напряжения 6 и 10 кВ предназначены для распределительных сетей в городах, сельской местности и на промышленных предприятиях. Преимущественное распространение имеет напряжение 10 кВ, сети 6 кВ применяются при наличии на предприятиях значительной нагрузки электродвигателей с номинальным напряжением 6 кВ. Применение напряжений 3 и 20 кВ для вновь проектируемых сетей не рекомендуется. Напряжение 35 кВ используется для создания центров питания 6 и 10 кВ главным образом в сельской местности.

В России (бывшем СССР) получили распространение две системы напряжений электрических сетей (110 кВ и выше): 110—220—500 и 110(150)—330—750 кВ. Первая система применяется в большинстве ОЭС, вторая после разделения СССР осталась только в ОЭС Северо-Запада (в ОЭС Центра и ОЭС Северного Кавказа при основной системе 110—220—500 кВ ограниченное распространение имеют также сети 330 кВ).

Напряжение 110 кВ имеет наиболее широко используется для распределительных сетей во всех ОЭС независимо от принятой системы напряжений. Сети напряжением 150 кВ выполняют те же функции, что и сети 110 кВ, но имеются только в Кольской энергосистеме и для вновь проектируемых сетей не используются.

Напряжение 220 кВ применяется для создания центров питания сети 110 кВ. С развитием сети 500 кВ сети 220 кВ приобрели в основном распределительные функции. Напряжение 330 кВ используется для системообразующей сети энергосистем и создания центров питания для сетей 110 кВ. Системообразующие сети выполняются на напряжение 500 или 750 кВ в зависимости от принятой системы напряжений. Для ОЭС, где применяется система напряжений 110—220—500 кВ, в качестве следующей ступени принято напряжение 1150 кВ.

7.4. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ЛЭП

Критерием выбора сечений проводов воздушных и кабельных линий является величина полных затрат (7.1), и выбор сечений проводников должен производиться сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае.

Раньше, при плановой экономике, в практике массового проектирования линий электропередачи выбор сечений производился по нормируемым обобщенным показателям, к которым относятся экономическая плотность тока и экономические токовые интервалы.

Для ВЛ значения экономической плотности тока принимались в пределах 1...1,5 А/мм^2 — в зависимости от региона страны и времени использования максимума нагрузки T_{max}.

Применение экономических токовых интервалов для выбора сечений проводов линий было обусловлено унификацией типов опор ВЛ, которые существенно дороже проводов линии. Кроме того, критерий экономической плотности тока не учитывал дискретности сечений проводов.

На сегодняшний день не существует обоснованной методики выбора сечений проводников ЛЭП по нормируемым обобщенным показателям, однако вполне допустимо, например, построение экономических токовых интервалов, основанных на критериях, применимых в условиях рыночной экономики.

Рассмотрим зависимость полных затрат (7.11) от сечения линии электропередачи. Условно примем допущение о том, что сечение изменяется непрерывно. На рис. 7.3 зависимость затрат от сечения складывается из двух составляющих: почти линейной возрастающей зависимости капитальных вложений и издержек, не связанных с потерями от сечения проводников и нелинейной составляющей, определяемой потерями мощности и энергии в проводнике:

$$З(F) = К(F) + И_1(F) + И_{пот}(F) = К_{пост} + aF + b/F, \qquad (7.14)$$

где $К_{пост}$ — не зависящая от сечения составляющая затрат; a и b — некоторые постоянные коэффициенты.

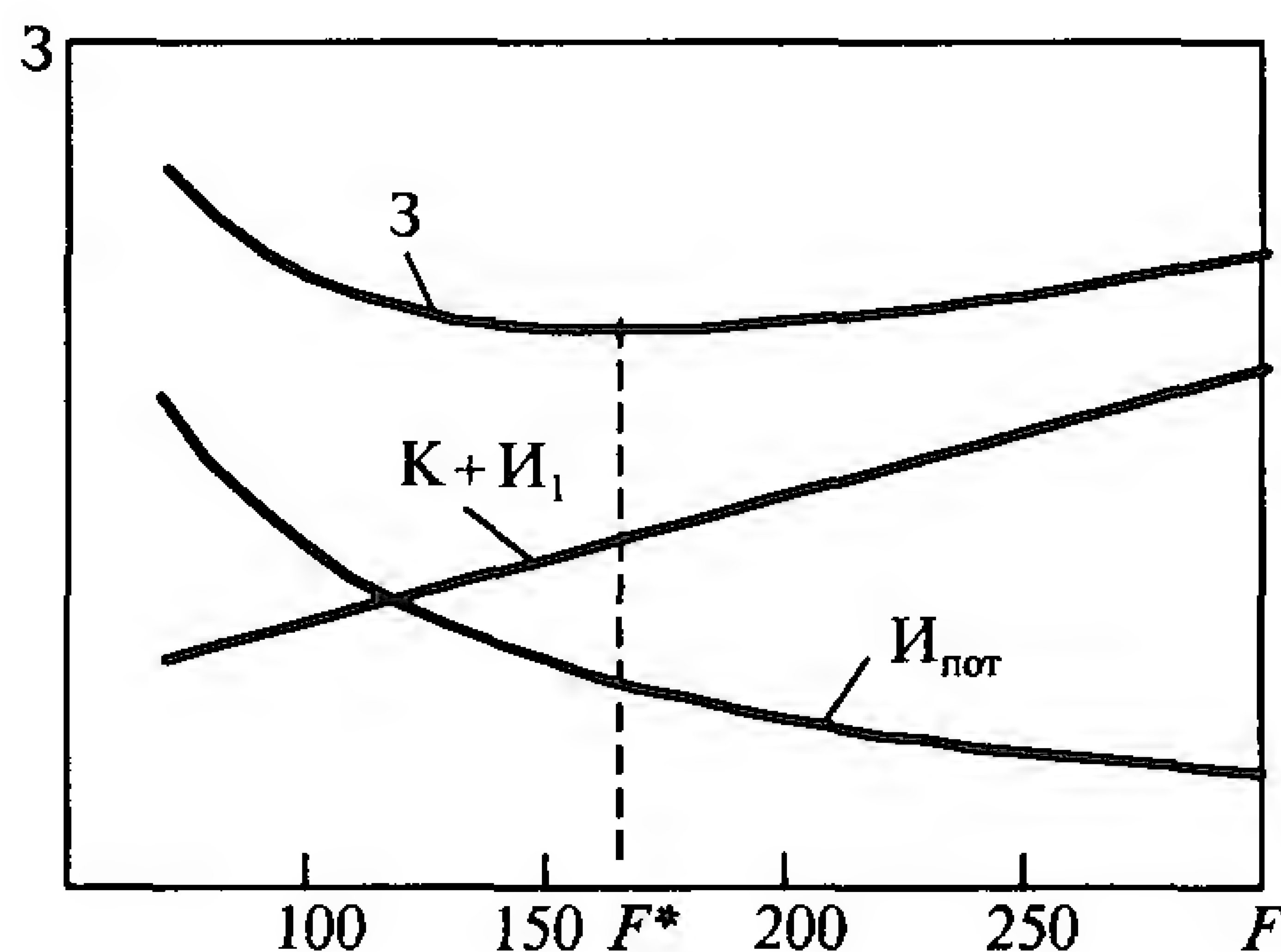


Рис. 7.3. Зависимость составляющих затрат от сечения провода

С ростом сечения увеличиваются затраты на оборудование и сооружение линии, но уменьшаются потери, которые прямо пропорциональны активному сопротивлению провода:

$$R = \rho \frac{l}{F}, \tag{7.15}$$

где ρ — удельное сопротивление материала провода; l — длина провода; F — сечение алюминиевой части провода.

Зависимость З(F) имеет минимум, который дает значение оптимального сечения проводника F^*.

Поскольку сечение на самом деле принимает дискретные значения, каждому из этих значений отвечает множество оптимальных решений при различных потерях в линии. Так как нагрузочные потери в линии в формуле (7.11) вычисляются в режиме наибольших нагрузок, т.е. по максимальному току нагрузки I_{max}, то одно и то же сечение будет оптимально для целого интервала токовой нагрузки I_{max}. Это приводит к появлению такого показателя, как экономические токовые интервалы. Смысл экономических токовых интервалов ясен из рис. 7.4, где изображены три кривые зависимости потерь мощности от максимального тока в линии (загрузки линии в режиме наибольших нагрузок). Каждая кривая построена для одного конкретного значения сечения провода. Пусть $F_1 < F_2 < F_3$. Тогда минимуму затрат на интервале до значения тока I_1 отвечает сечение F_1, на интервале от I_1 до I_2 — сечение F_2 и, наконец, на интервале свыше I_3 — сечение F_3.

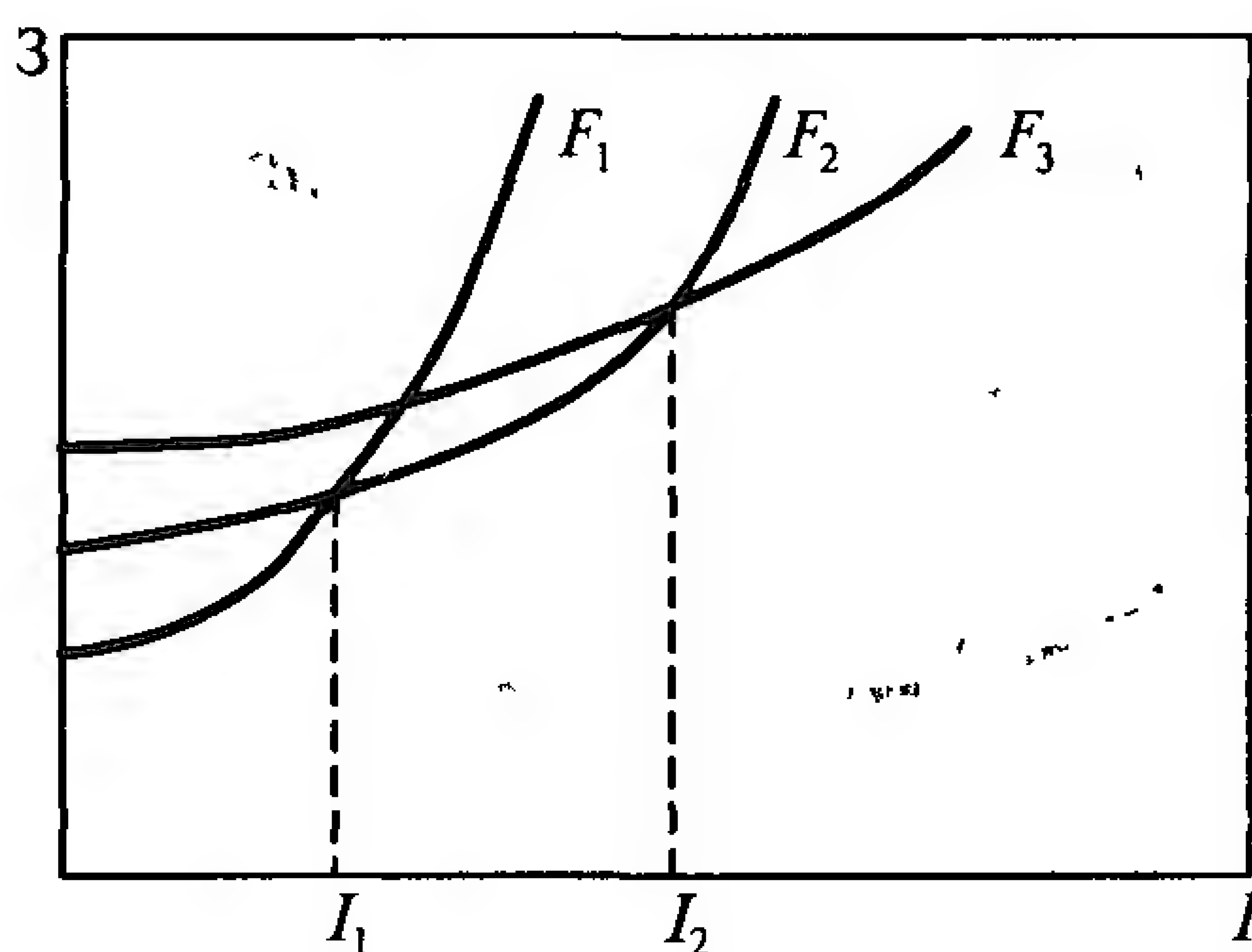


Рис. 7.4. Экономические токовые интервалы

В учебных целях при выборе сечений проводов ВЛ можно использовать методику экономических токовых интервалов, изложенную, например, в [11], где экономические токовые интервалы построены по критерию из плановой экономики (критерий приведенных затрат). По отношению к критерию полных затрат сечения, полученные по старой методике, получаются в основном занижены, и по зарубежному опыту видно, что выгоднее снижать потери в линии, увеличивая при этом затраты на ее сооружение.

Изложим указанную методику выбора сечений проводников по экономическим токовым интервалам.

Последовательность операций при выборе сечений такова.

1. Рассчитываем ток линии в режиме наибольших нагрузок на пятый год эксплуатации I_5:

$$I_5 = S_{max}/(\sqrt{3}\,U_{ном}), \tag{7.16}$$

где S_{max} — полная мощность в режиме наибольших нагрузок на пятый год эксплуатации; $U_{ном}$ — номинальное напряжение линии.

2. Вычисляем расчетный ток линии $I_р$:

$$I_р = I_5 \alpha_i \alpha_т, \tag{7.17}$$

где α_i — коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии; $\alpha_т$ — коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки T_{max} и коэффициент ее попадания в максимум энергосистемы $k_м$.

Коэффициент α_i рассчитываем по специальной формуле, но для некоторых случаев, например напряжения линии 110 и 220 кВ, может быть принят равным 1,05. Коэффициент $\alpha_т$ принимаем по табл. 7.2

Таблица 7.2

Усредненные значения коэффициента α_T

Напряжение ВЛ, кВ	$k_м$	T_{max}, *ч*		
		до 4000	*4000...6000*	*Более 6000*
35...330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2
500...750	1,0	0,7	0,9	1,1
	0,8	0,8	1,0	1,4
	0,6	0,9	1,4	1,9

3. Выбираем сечение проводов по [11, табл. 7.8] в зависимости от напряжения, расчетного тока, определенного по (7.17), района по гололеду, материала и цепности опор.

При расчетном токе, превышающем верхнюю границу использования максимального сечения проводов ЛЭП данного напряжения, рекомендуется рассмотреть варианты усиления сети, например вариант двухцепной ЛЭП или вариант линии с более высоким номинальным напряжением.

4. Выбранное сечение провода линии подлежит обязательной *проверке по нагреву в послеаварийном режиме*. Для этого рассматриваем различные аварийные ситуации в электрической сети,

которые могут повлечь увеличение тока в линии в режиме наибольших нагрузок. Значения допустимых токов для каждого сечения провода приводятся в справочной литературе.

Следует отметить, что кроме ограничения по допустимому току из условия нагрева провода существуют и другие ограничения на сечения проводов. К ним относятся ограничения:

- механической прочности проводов;
- механической прочности опор ВЛ;
- снижения потерь на корону;
- допустимой потери напряжения.

При использовании методики экономических токовых интервалов перечисленные ограничения уже учтены и их дополнительная проверка не требуется. Кроме того, для напряжений линий свыше 35 кВ проверка ограничения по допустимой потере напряжений вообще не делается, так как выполнение других условий влечет за собой и выполнение ограничения.

На основании «Рекомендаций по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» (утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 284) выбор сечения проводов ВЛ напряжением 500 кВ и ниже производится по плотности тока; для ВЛ напряжением выше 500 кВ — на основании расчетов.

Сечение определяется из соотношения $F = I_{max}/j_{эк}$, где I_{max} — расчетный ток в часы максимума нагрузки, $j_{эк}$ — значение плотности тока для заданных условий работы, выбираемое по табл. 7.3*.

Таблица 7.3

Рекомендуемые значения плотности тока

Проводники	*Плотность тока, А/мм², при использовании максимума нагрузки в течение, ч/год*		
	более 1000 до 3000	*более 3000 до 5000*	*более 5000*
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,0	1,7	1,4
алюминиевые	1,0	0,9	0,8
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	2,4	2,0	1,6
алюминиевыми	1,3	1,1	1,0
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	2,8	2,5	2,2
алюминиевыми	1,5	1,4	1,3

* Правила устройства электроустановок в вопросах и ответах. — М.. Изд-во ЭНАС, 2004.

Значение сечения, полученного в результате указанного расчета, округляется до величины ближайшего стандартного сечения. После этого оно подлежит проверке по всем приведенным выше ограничениям.

Все необходимые для выбора сечений проводников справочные данные и параметры проводов можно найти в [6, 11, 33].

Пример 2. Выбрать сечение сталеалюминиевых проводов двухцепной ВЛ-35 кВ длиной 18 км с передаваемой мощностью на одну цепь $8 + j3$ МВ·А. Время использования максимума нагрузки $T_{max} = 5500$ ч, коэффициент попадания нагрузки линии в часы прохождения максимума энергосистемой $k_м = 0{,}9$.

Найдем ток в линии:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}\,U_{nom}} = \frac{\sqrt{8^2 + 3^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} 10^3 = 140{,}94 \text{ А}.$$

По табл. 7.2 для $T_{max} = 5500$ ч и $k_м = 0{,}9$ находим $\alpha_т = 1{,}1$. **Примем коэффициент** α_i равным 1,05. Тогда расчетный ток:

$$I_р = I \cdot \alpha_i \alpha_т = 140{,}94 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}1 = 162{,}79 \text{ А}.$$

По [11, табл. П15] для двухцепных ВЛ на железобетонных опорах находим сечение провода АС-120 (при любом районе по гололеду).

Предельно допустимый ток для выбранного сечения составляет 390 А. В случае отключения одной цепи ВЛ по оставшейся в работе другой цепи потечет послеаварийный ток $I_{ав} = 2 \cdot I = 2 \cdot 140{,}94 = 281{,}88$ А, что меньше допустимого.

Пример 3. Выбрать сечение сталеалюминиевых проводов ВЛ-110 кВ — линий $Л_1$, $Л_2$, $Л_3$ и ВЛ-220 кВ — линия $Л_4$ (две цепи) (рис. 7.5, *а*). Материал опор — железобетон, район по гололеду — III. Время использования максимума нагрузки $T_{max} = 5200$ ч, коэффициент попадания нагрузок в часы прохождения максимума энергосистемой $k_м = 0{,}8$.

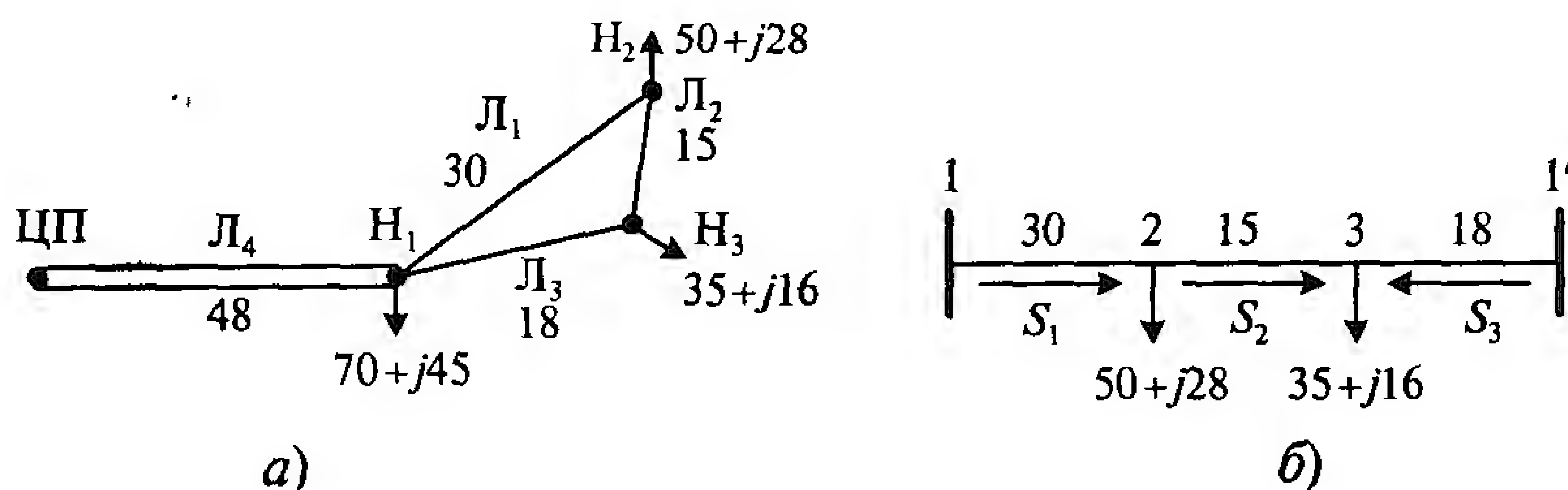


Рис. 7.5. Схема сети напряжением 110/220 кВ: *а* — граф сети, *б* — линия с двусторонним питанием для кольцевой части сети напряжением 110 кВ

Мощности нагрузок в мегаваттах и мегаварах и длины ВЛ в километрах нанесены на схеме сети.

Расчеты представим в системе Mathcad Единицы измерения использованных величин: напряжение в киловольтах, мощности в мегаваттах и мегаварах, длины ВЛ в километрах, токи в амперах.

Исходные данные:

$ORIGIN := 1 \qquad T_{max} := 5200 \qquad k_m := 0.8$

$$P_н := \begin{pmatrix} 70 \\ 50 \\ 35 \end{pmatrix} \qquad Q_н := \begin{pmatrix} 45 \\ 28 \\ 16 \end{pmatrix} \qquad L := \begin{pmatrix} 30 \\ 15 \\ 18 \\ 48 \end{pmatrix}$$

$S_н := P_н + j \cdot Q_н \qquad U_{110} := 110 \qquad U_{220} := 220$

Потоки мощности в кольце 110 кВ найдем путем приведения замкнутого контура к линии с двусторонним питанием, рис 7.5, *б*. Так как сопротивления линий еще не известны, то для расчета потокораспределения используем длины ВЛ:

$$S_1 := \frac{S_{н_2} \cdot (L_2 + L_3) + S_{н_3} \cdot L_3}{L_1 + L_2 + L_3} \qquad S_2 := S_1 - S_{н_2}$$

$$S_3 := S_{н_3} - S_2 \qquad S_4 := \sum S_н \qquad S = \begin{pmatrix} 36.19 + 19.24i \\ -13.81 - 8.76i \\ 48.81 + 24.76i \\ 155 + 89i \end{pmatrix}$$

Токи в линиях на одну цепь:

$i := 1..3$

$$I_i := \frac{|S_i| \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{110}} \qquad I_4 := \frac{|S_4| \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{220}} \qquad I = \begin{pmatrix} 215.12 \\ 85.84 \\ 287.27 \\ 234.53 \end{pmatrix}$$

Расчетные токи и выбранные по ним сечения по таблице экономических токовых интервалов [11, табл. П15]:

$$\alpha_i := 1.05 \qquad \alpha_T := 1.2$$

$$I_p := I \cdot \alpha_i \cdot \alpha_т \qquad I_p = \begin{pmatrix} 271.05 \\ 108.16 \\ 361.95 \\ 295.51 \end{pmatrix} \qquad F := \begin{pmatrix} 185 \\ 120 \\ 240 \\ 240 \end{pmatrix}$$

Послеаварийные токи при поочередных отключениях линий в кольце и одной цепи $Л_4$:

$$I_{f_1} := \frac{\left|S_{н_2} + S_{н_3}\right|}{\sqrt{3} \cdot U_{110}} \cdot 10^3 \qquad I_{f_2} := \frac{\max\left(\left|S_{н_2}\right|, \left|S_{н_3}\right|\right)}{\sqrt{3} \cdot U_{110}} \cdot 10^3$$

$$I_{f_3} := I_{f_1} \qquad I_{f_4} := 2 \cdot I_4$$

$$I_f := \begin{pmatrix} 502.36 \\ 300.78 \\ 502.36 \\ 469.06 \end{pmatrix} \qquad I_{max} := \begin{pmatrix} 520 \\ 390 \\ 605 \\ 605 \end{pmatrix}$$

Послеаварийные токи меньше предельно допустимых, следовательно, сечения проводов не требуют изменений.

7.5. ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ ЛЭП В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 0,38...35 КВ

В распределительных сетях низкого (менее 1000 В) и среднего (от 3 до 35 кВ) напряжения огромное значение имеет величина наибольшей потери напряжения от ЦП до самого удаленного потребителя (электроприемника). Даже если все другие условия на выбранные сечения выполнены, величина потери напряжения в таких сетях может оказаться недопустимо большой. Поэтому методика выбора сечений проводников в распределительных и питающих сетях до 35 кВ основана на ограничении величины допустимой потери напряжения, которая в зависимости от значения напряжения и схемы электрической сети может составлять до 8...10%. В практике расчетов, в особенности в случаях одновременного выбора сечений проводов в сети с двумя ступенями номинальных напряжений, используется термин «располагаемая потеря напряжения». Так, например, выбрав сечение в сети более высокой ступени номинального напряжения с некоторым запасом по потере напряжения, можно допустить большую потерю в сети меньшего номинального напряжения. Обычно возможные потери напряжения равны 6...8%. В послеаварийных режимах допускается потеря напряжения до 10...12%.

Рассмотрим линию, имеющую в конце нагрузку (рис. 7.6).

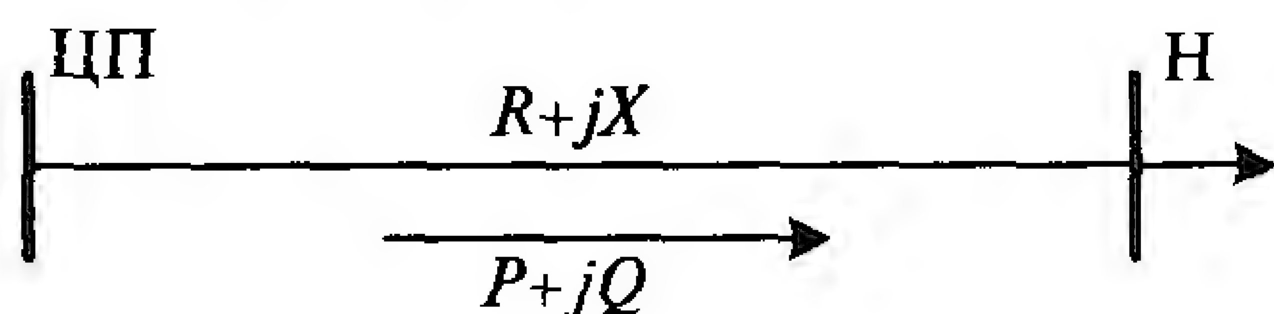


Рис. 7.6. Линия с нагрузкой в конце

Для кабельных линий погонное индуктивное сопротивление мало (меньше 0,1 Ом). Поскольку эти линии имеют небольшую длину, то этим сопротивлением можно пренебречь. Тогда потери напряжения в линии определим по формуле

$$\Delta U = PR/U_{ном} = P\rho l/(U_{ном}F), \qquad (7.18)$$

где P — активная мощность, передаваемая по линии; R — активное сопротивление линии; ρ — удельное сопротивление проводника; Ом · мм^2/км; l — длина линии; $U_{ном}$ — номинальное напряжение линии; F — сечение проводника.

Величина потери напряжения в линии не должна быть больше допустимого значения: $\Delta U \leqslant \Delta U_{доп}$. Тогда, приравнивая действительную и допустимую потери напряжения из (7.18) можно определить ориентировочное сечение жилы кабеля:

$$F = P\rho l/(U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп}}). \qquad (7.19)$$

Полученное по формуле (7.19) сечение следует использовать для подбора ближайшего большего стандартного сечения.

Для ВЛ индуктивным сопротивлением нельзя пренебречь. но в этом случае можно использовать приближенное значение x_0. Как было сказано ранее (см. разд. 1.2), индуктивное сопротивление ВЛ меняется незначительно с ростом сечения и в среднем для линий напряжением более 1000 В составляет величину 0,4 Ом/км. Для ВЛ напряжением менее 1000 В среднее значение погонного индуктивного сопротивления равно 0,3 Ом/км.

Разделим потери напряжения в линии на потери в активном и и индуктивном сопротивлениях:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_{\text{ном}}} = \Delta U_R + \Delta U_X = \frac{P\rho l}{U_{\text{ном}} F} + \frac{Q x_{0\text{ср}} l}{U_{\text{ном}}}. \qquad (7.20)$$

По среднему значению погонного индуктивного сопротивления $x_{0\text{ср}}$ вычислим приближенную величину потери напряжения на индуктивном сопротивлении ЛЭП и определим допустимую величину потери напряжения на активном сопротивлении:

$$\Delta U_{R\,\text{доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_X, \qquad (7.21)$$

где $\Delta U_X = Q x_{0\text{ср}} l / U_{\text{ном}}$.

Таким образом, получим формулу, аналогичную (7.19), с той лишь разницей, что в знаменателе используется величина не полной допустимой потери напряжения, а ее часть — допустимая потеря на активном сопротивлении линии:

$$F = P\rho l/(U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{R\,\text{доп}}). \qquad (7.22)$$

Теперь рассмотрим линию, состоящую из n участков, в конце каждого из которых присоединена своя нагрузка (рис. 7.7).

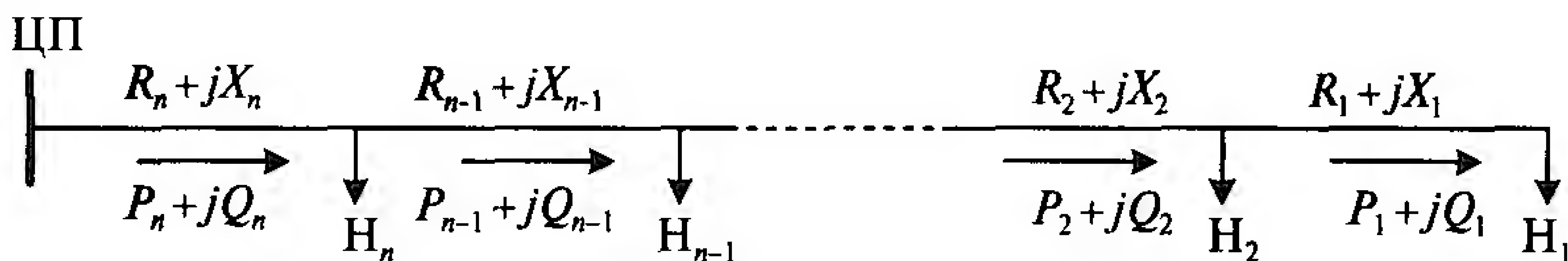


Рис. 7.7. Линия с n участками

Потери напряжения в этой линии представляют собой сумму потерь напряжения на ее участках:

$$\Delta U = \frac{\sum_{i=1}^{n}(P_i R_i + Q_i X_i)}{U_{\text{ном}}}. \quad (7.23)$$

Эту величину потери напряжения также можно разделить на потери в активных и реактивных сопротивлениях:

$$\Delta U = \Delta U_R + \Delta U_X, \quad (7.24)$$

где

$$\Delta U_R = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i R_i}{U_{\text{ном}}} = \frac{\rho}{U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i l_i}{F_i}; \quad (7.25)$$

$$\Delta U_X = \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_i X_i}{U_{\text{ном}}} = \frac{x_{0\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^{n} Q_i l_i. \quad (7.26)$$

По формуле (7.26) можно вычислить среднюю величину потери напряжения на индуктивных сопротивлениях линии и в соответствии с (7.24) и (7.21) найти допустимую величину потери напряжения на активных сопротивлениях линии $\Delta U_{R\,\text{доп}}$. Подставим эту величину в (7.25) и получим уравнение, из которого следует определить искомые сечения участков линии:

$$\Delta U_{R\,\text{доп}} = \frac{\rho}{U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i l_i}{F_i}. \quad (7.27)$$

Это уравнение имеет бесконечное множество решений, поэтому необходимы некоторые дополнительные условия или критерии, которые помогут выбрать единственное решение.

Если ввести условие, в соответствии с которым сечения всех участков одинаковы, то уравнение (7.27) даст решение:

$$F = \frac{\rho}{U_{\text{ном}} \Delta U_{R\,\text{доп}}} \sum_{i=1}^{n} P_i l_i. \quad (7.28)$$

В качестве одного из критериев выбора сечений проводников в распределительных электрических сетях может быть взят минимум объема цветного металла, расходуемого на проводники ЛЭП (минимум капитальных вложений)

$$C_1 = \min \sum_{i=1}^{n} V_i, \quad (7.29)$$

где V_i — объем цветного металла на i-м участке; n — число участков линии.

Критерий C_1 с учетом ограничения на величину потери напряжения (7.27) даст следующие соотношения для вычисления оптимальных сечений:

а) для одного из участков ЛЭП, например n-го,

$$F_n = \frac{\rho\sqrt{P_n}}{\Delta U_{R\,\text{доп}} U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^{n} l_i \sqrt{P_i}; \tag{7.30}$$

б) для других участков сечения

$$\begin{aligned} F_{n-1} &= F_n \sqrt{P_{n-1}/P_n}, \\ &\dots \\ F_1 &= F_n \sqrt{P_1/P_n}. \end{aligned} \tag{7.31}$$

Полученные сечения используют для выбора стандартных значений.

Другим критерием, по которому выбирают проводники ЛЭП распределительных сетей, является минимум общих потерь мощности в сети:

$$C_2 = \min \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i, \tag{7.32}$$

где ΔP_i — потери мощности на i-м участке линии.

Этот критерий, также с учетом ограничения по допускаемой потере напряжения (7.27), приводит к равенству плотностей тока на всех участках сети, и сечения на участках вычисляются по формуле

$$F_i = I_i / j,\ i = 1, 2, \dots, n, \tag{7.33}$$

где j — плотность тока на участках линии:

$$j = \frac{\Delta U_{R\,\text{доп}}}{\sqrt{3}\,\rho \sum_{i=1}^{n} \cos\varphi_i\, l_i}. \tag{7.34}$$

Здесь $\cos\varphi_i$ — коэффициент потока мощности по i-му участку линии. Полученные сечения используют для выбора стандартных значений.

При любом подходе к выбору сечений проводников и для любых линий всегда должно проверяться условие по допустимому току нагрева проводов:

$$I_{\max i} < I_{\text{доп}}. \tag{7.35}$$

Для ВЛ должны проверяться условия минимально возможного сечения проводника по механической прочности проводов и максимально возможного сечения проводов по механической прочности опор:

$$F_{min} \leqslant F_i \leqslant F_{max},\ i = 1,\ 2,\ ...,\ n. \qquad (7.36)$$

Кроме того, после выбора сечений необходимо вычислить действительную величину потери напряжения в линии по параметрам выбранных проводников и сравнить ее с допустимой.

Метод выбора сечений проводников по критерию C_1 экономит капитальные затраты и соответствующие составляющие эксплуатационных расходов, зависящие от стоимости сооружения линии. Поэтому он может применяться для потребителей с малым временем использования максимальной нагрузки и для промышленных нагрузок с малыми токовыми нагрузками при небольших величинах времени потерь.

Для потребителей при длительном использовании максимума нагрузки и больших нагрузках целесообразнее пользоваться методом, основанным на втором критерии C_2, так как в этом случае прежде всего добиваются уменьшения потерь энергии в линии.

Пример 4. Выбрать сечение сталеалюминиевых проводов двухцепной ВЛ-35 кВ длиной 18 км из примера 2 по допустимой потере напряжения. Удельное сопротивление алюминиевых проволок 28,8 Ом · мм²/км. Допустимая потеря напряжения 6%.

Расчеты представим в системе Mathcad. Единицы измерения использованных величин: напряжение в киловольтах, потери напряжения в вольтах, мощности в мегаваттах и мегаварах, длина в километрах, сопротивления в омах, токи в амперах.

Исходные данные:

$U_{nom} := 35$ $\quad L := 18$ $\quad \rho := 28.8$

$P := 8$ $\quad Q := 3$ $\quad dU := 0.06 \cdot U_{mon} \cdot 10^3$ $\quad dU = 2100$

Потеря напряжения на индуктивном сопротивлении и допустимая потеря напряжения на активном сопротивлении:

$dU_x := \frac{0.4}{U_{nom}} \cdot Q \cdot L \cdot 10^3$ $\quad dU_x := 617.143$

$dU_r := dU - dU_x$ $\quad dU_r = 1482.857$

Сечение провода:

$F := \frac{\rho}{U_{nom} \cdot dU_r} \cdot P \cdot L \cdot 10^3$ $\quad F = 79.908$

Стандартное сечение провода АС-95 /16 и его **параметры:**

$F := 95$ $\quad r_0 := 0.306$ $\quad x_0 := 0.421$

Допустимый и рабочий токи провода:

$I_{max} := 330 \qquad I := \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{nom}} \cdot 10^3 \qquad I = 140.94$

Действительная величина потери напряжения:

$$dU := \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot L}{U_{nom}} \cdot 10^3 \qquad dU = 1908.514$$

Действительная величина потери напряжения меньше допустимой (2100 В).

Сечение проводов при выборе по экономическим токовым интервалам (см. разд. 7.4) получилось другое (АС-120), так как там были использованы дополнительные данные о конструкции линии и характеристиках графиков нагрузки линии.

Пример 5. Выбрать сечения сталеалюминиевых проводов ВЛ-10 кВ, схема которой показана на рис.7.8. Удельное сопротивление алюминиевых проволок — 28,8 Ом · мм^2/км. Допустимая потеря напряжения — 5%. При выборе использовать критерий минимума расхода цветного металла.

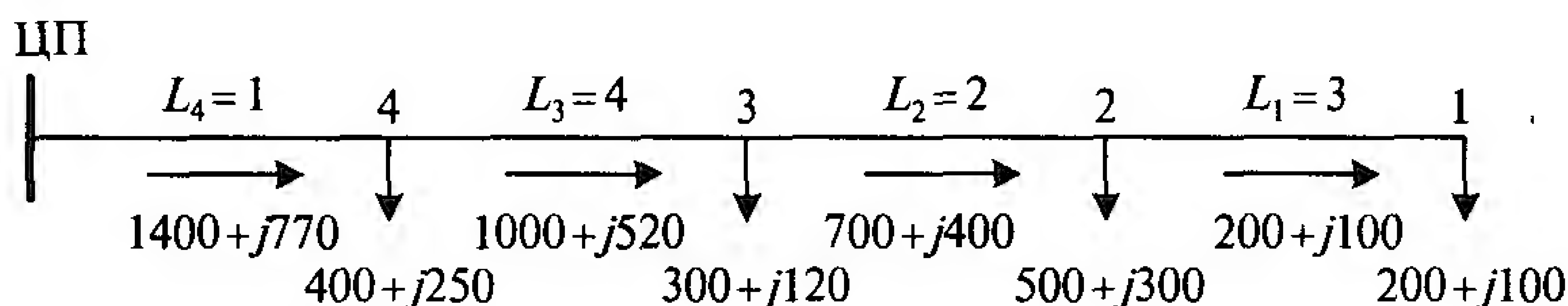


Рис. 7.8. Схема сети 10 кВ к примеру (мощности в киловаттах и киловарах, длины участков в километрах)

Расчеты представим в системе Mathcad. Единицы измерения использованных величин: напряжения в киловольтах, потери напряжения в вольтах, мощности в киловаттах и киловарах, длины участков в километрах, сопротивления в омах, токи в амперах.

Исходные данные:

$ORIGIN := 1 \qquad i := 1..4 \qquad Unom := 10 \qquad \rho := 28.8$

$$L := \begin{pmatrix} 3 \\ 2 \\ 4 \\ 1 \end{pmatrix} \qquad P_{load} := \begin{pmatrix} 200 \\ 500 \\ 300 \\ 400 \end{pmatrix} \qquad Q_{load} := \begin{pmatrix} 100 \\ 300 \\ 120 \\ 250 \end{pmatrix}$$

Потоки мощности по участкам линии:

$P_1 := P_{load1} \qquad Q_1 := Q_{load1}$

$P_2 := P_1 + P_{load2} \qquad Q_2 := Q_1 + Q_{load2}$

$P_3 := P_2 + P_{load3} \qquad Q_3 := Q_2 + Q_{load3}$

$P_4 := P_3 + P_{load4} \qquad Q_4 := Q_3 + Q_{load4}$

$$P = \begin{pmatrix} 200 \\ 700 \\ 1000 \\ 1400 \end{pmatrix} \qquad Q = \begin{pmatrix} 100 \\ 400 \\ 520 \\ 770 \end{pmatrix}$$

Потеря напряжения на индуктивных сопротивлениях и допустимая потеря на активных сопротивлениях участков:

$$dU_x := \frac{0.4}{U_{nom}} \cdot \sum_i (Q_i \cdot L_i) \qquad dU_x := 158$$

$$dU_r := 0.05 \cdot U_{nom} \cdot 10^3 - dU_x \qquad dU_r = 342$$

Сечение на четвертом участке:

$$F_4 := \frac{\rho\sqrt{P_4}}{U_{nom} \cdot dU_r} \cdot \sum_i \left(\sqrt{P_i} \cdot L_i\right)$$

Сечения на остальных участках и стандартные сечения:

$$j := 1..3 \qquad F_j := F_4 \cdot \sqrt{\frac{P_j}{P_4}} \qquad F = \begin{pmatrix} 30.874 \\ 57.761 \\ 69.037 \\ 81.686 \end{pmatrix} \qquad F := \begin{pmatrix} 50 \\ 70 \\ 70 \\ 95 \end{pmatrix}$$

Максимально допустимые токи проводов марки АС стандартных сечений и максимальные рабочие токи по участкам линии:

$$I_{max} := \begin{pmatrix} 175 \\ 265 \\ 265 \\ 330 \end{pmatrix} \qquad I_i := \frac{\sqrt{(P_i)^2 + (Q_i)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{nom}} \qquad I = \begin{pmatrix} 12.91 \\ 46.547 \\ 65.074 \\ 92.248 \end{pmatrix}$$

Справочные данные выбранных проводов марки АС:

$r_{0_1} := 0.830$ $\quad r_{0_2} := 0.428$ $\quad r_{0_3} := 0.428$ $\quad r_{0_4} := 0.306$

$x_{0_1} := 0.361$ $\quad x_{0_2} := 0.34$ $\quad x_{0_3} := 0.34$ $\quad x_{0_4} := 0.332$

Действительная потеря напряжения в линии:

$$dU := \frac{\sum_i \left[\left(P_i \cdot r_{0_i} + Q_i \cdot x_{0_i}\right) \cdot L_i\right]}{U_{nom}} \qquad dU = 458.074$$

Полученное значение потери напряжения меньше допустимой (500 В).

Пример 6. Выбрать сечения ВЛ-10 кВ в сети на рис. 7.8 по критерию минимума потерь мощности. Исходные данные те же, что в примере 3.

Коэффициенты мощности потоков мощности по участкам ВЛ и плотность тока:

$$\cos\phi_i := \sqrt{\frac{(P_i)^2}{(P_i)^2 + (Q_i)^2}} \qquad j := \frac{dU_r}{\sqrt{3} \cdot \rho \sum_i \cos\phi_i \cdot L_i}$$

$$\cos\phi = \begin{pmatrix} 0.894 \\ 0.868 \\ 0.887 \\ 0.876 \end{pmatrix} \qquad j = 0.775$$

Расчетные и стандартные сечения проводов:

$$F_i := \frac{I_i}{j} \qquad F = \begin{pmatrix} 16.655 \\ 60.05 \\ 83.951 \\ 119.007 \end{pmatrix} \qquad F := \begin{pmatrix} 25 \\ 70 \\ 95 \\ 120 \end{pmatrix} \qquad I_{max} := \begin{pmatrix} 142 \\ 265 \\ 330 \\ 390 \end{pmatrix}$$

Максимальные токи по участкам ВЛ также меньше предельно допустимых. Справочные данные проводов:

$r_{0_1} := 1.140$ $r_{0_2} := 0.428$ $r_{0_3} := 0.306$ $r_{0_4} := 0.249$

$x_{0_1} := 0.368$ $x_{0_2} := 0.34$ $x_{0_3} := 0.332$ $x_{0_4} := 0.326$

Действительная потеря напряжения:

$$dU := \frac{\sum_{i}\left[\left(P_i \cdot r_{0_i} + Q_i \; x_{0_i}\right) L_i\right]}{U_{nom}} \qquad dU = 417.978$$

Полученное значение потерь напряжения меньше допустимой величины (500 В).

В этом примере критерий минимума потерь дал другие результаты — сечения проводов на более загруженных участках оказались больше, а на участке 1 с самой маленькой загрузкой меньше тех, которые получились по критерию минимума расхода цветного металла.

7.6. ВЫБОР СХЕМ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И КОММУТАЦИОННЫХ СХЕМ

Понижающие подстанции предназначены для понижения напряжения с ВН на СН и создания центров питания сетей НН. В зависимости от подстанции можно классифицировать места и способы присоединения их к сети ВН (рис. 7.9) различают *тупиковые*, *ответвительные*, *проходные* и *узловые* подстанции:

- *тупиковые*, которые питаются по одной (рис. 7.9, *а*) или двум радиальным линиям (рис. 7.9, *б*);
- *ответвительные*, которые присоединяются к одной (рис. 7.9, *в*) или двум (рис. 7.9, *г*) проходящим ВЛ на ответвлениях;
- *проходные*, присоединяемые к сети путем захода одной линии с двусторонним питанием (рис. 7.9, *д*);
- *узловые*, присоединяемые к сети не менее чем по трем питающим линиям (рис. 7.9, *е*, *ж*).

Ответвительные и проходные подстанции объединяют термином «*промежуточные*», который определяет размещение подстанций между двумя ЦП сети или узловыми подстанциями. Проходные и узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощности между отдельными точками сети, называются *транзитными*.

Анализ схем построения электрической сети 110...330 кВ показывает, что к узловым подстанциям целесообразно присоединять до четырех ВЛ; большее число линий является, как правило, следствием неуправляемого развития или неудачного выбора конфигурации сети.

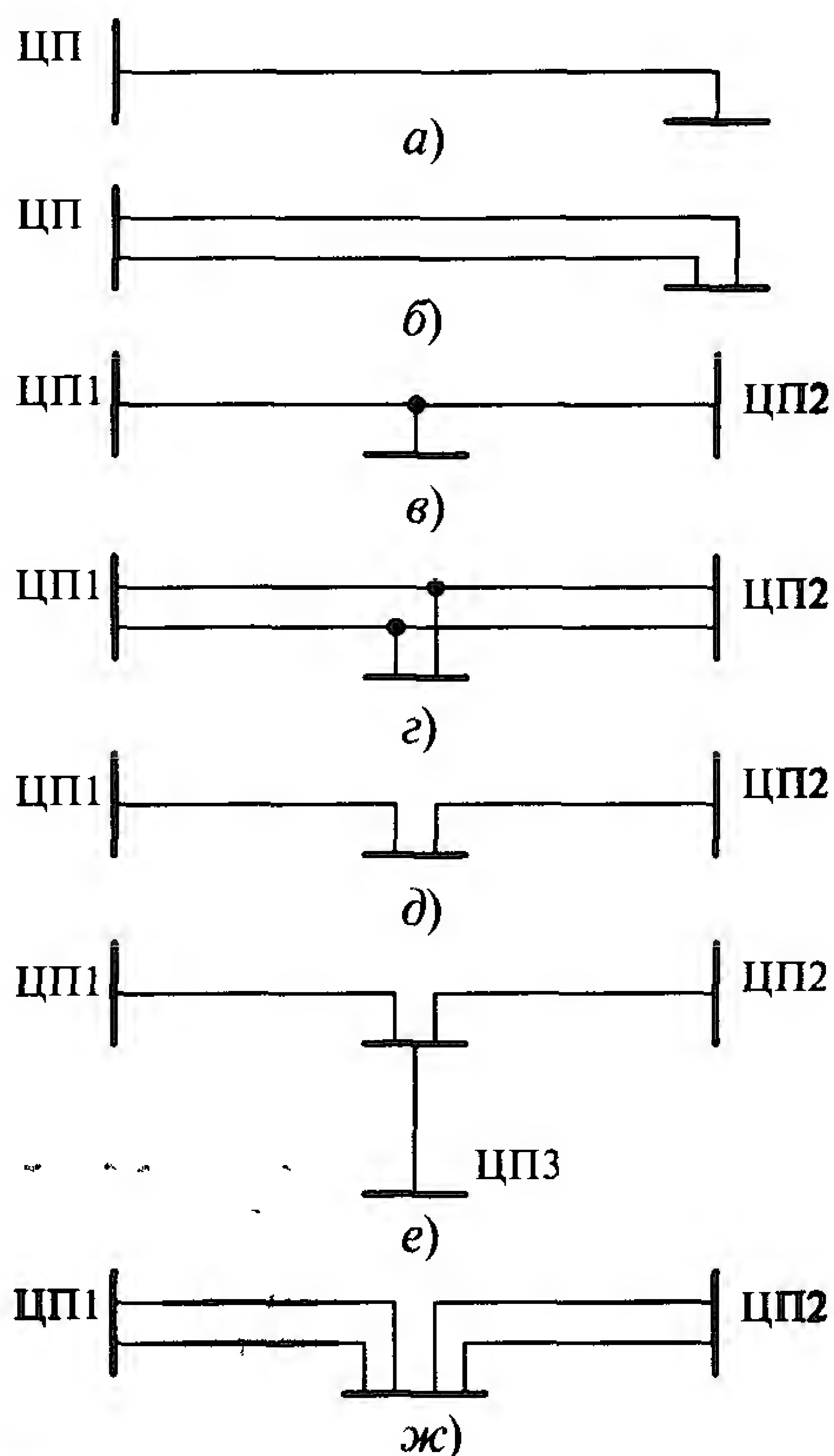


Рис. 7.9. Основные типы присоединения подстанций к сети

Схема присоединения подходящих линий к шинам подстанции и коммутационным аппаратам (выключателям, разъединителям и т.д.) на ВН называется *главной схемой электрических соединений* подстанции, или *схемой распределительного устройства* (*РУ*).

Основными требованиями к главным схемам электрических соединений являются надежность питания потребителей, надежность транзита мощности через подстанцию, простота, наглядность, экономичность и возможность поэтапного развития РУ.

Для распределительных устройств подстанций 35...750 кВ [11] разработаны и утверждены типовые схемы (рис. 7.10). Области использования типовых схем указаны в табл. 7.4. Часть приведенных схем предназначена для применения на стороне ВН, другая — на стороне СН подстанций. Блочные схемы 1,2 и 3 являются, как правило, первым этапом двухтрансформаторной подстанции.

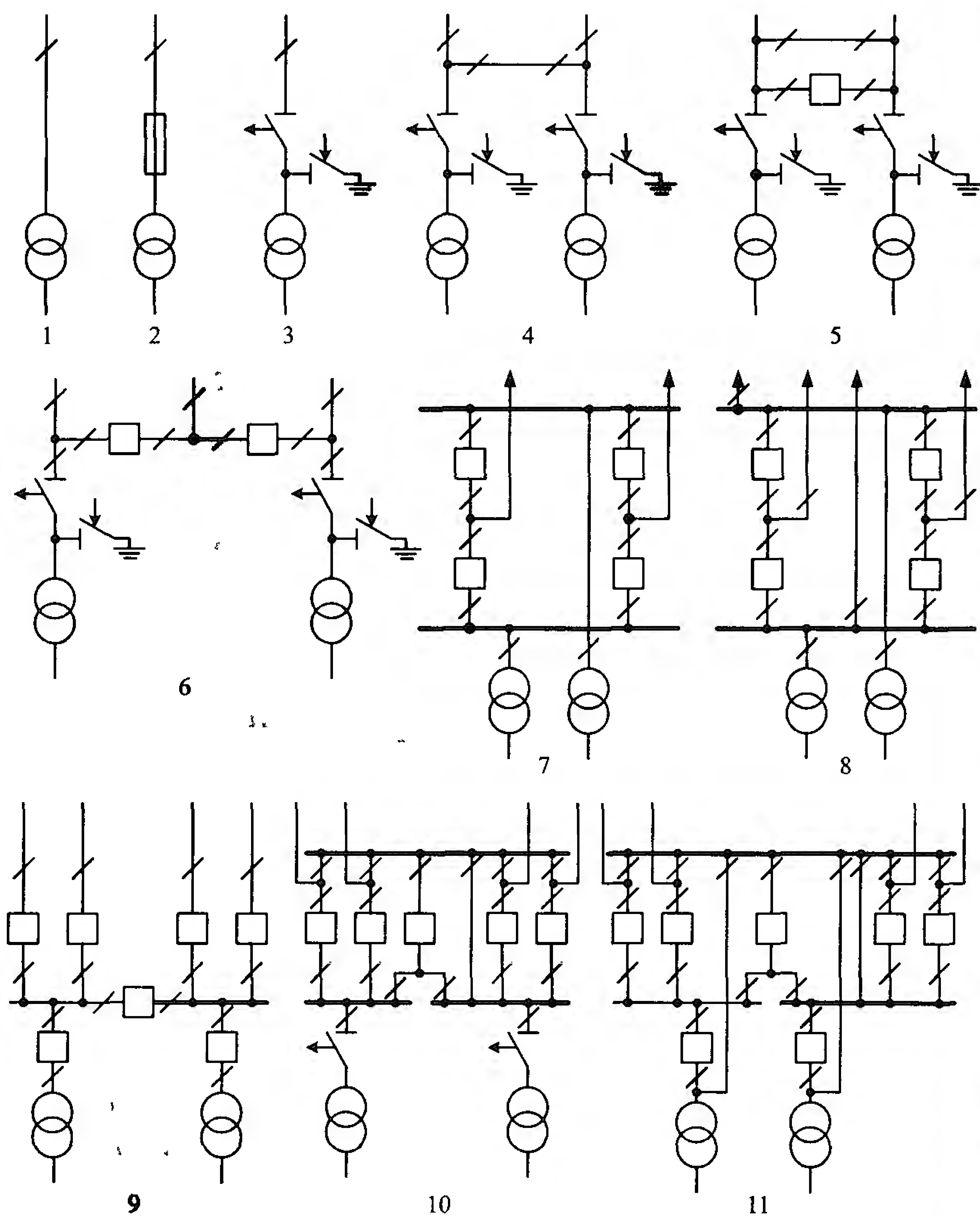
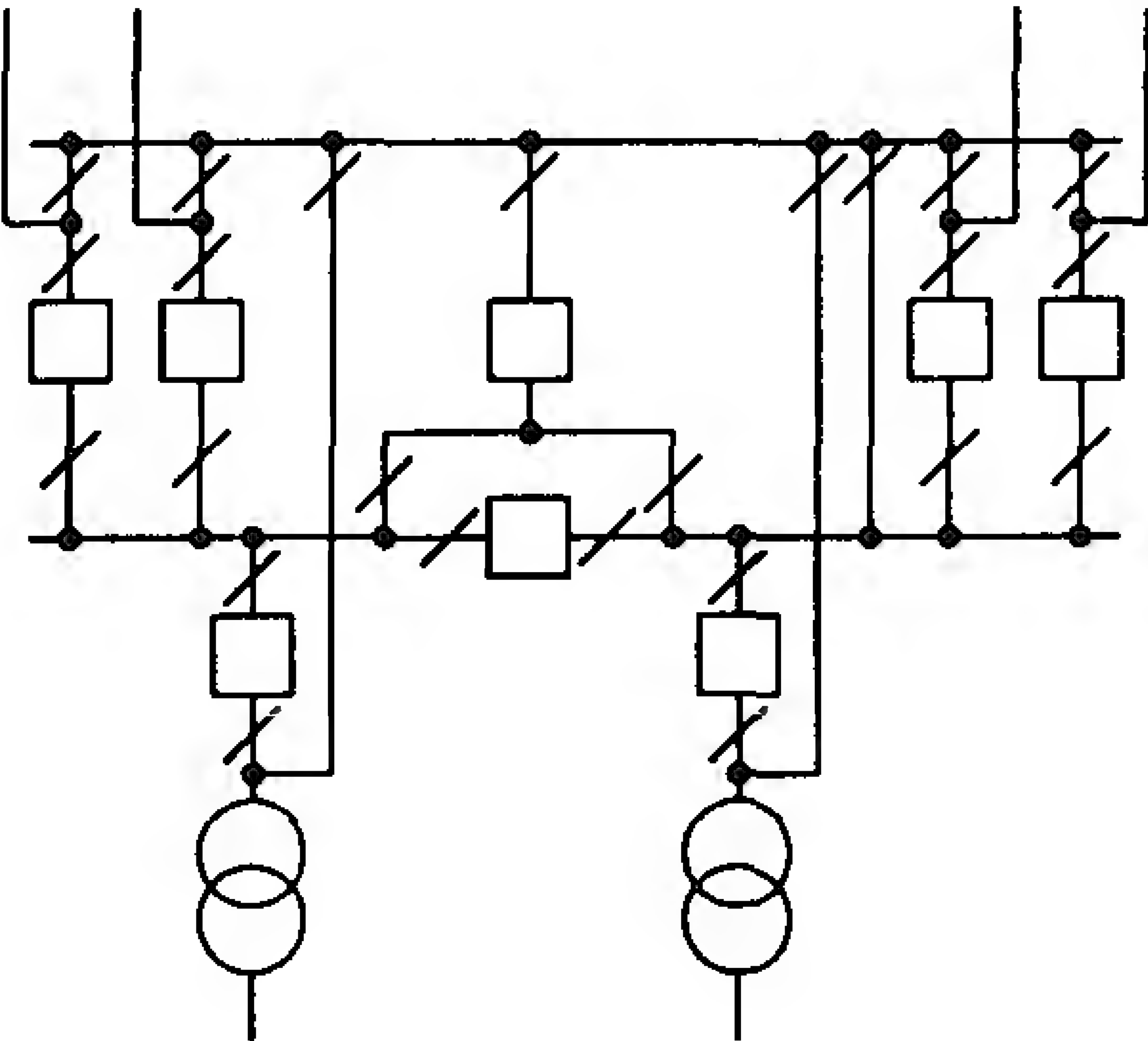
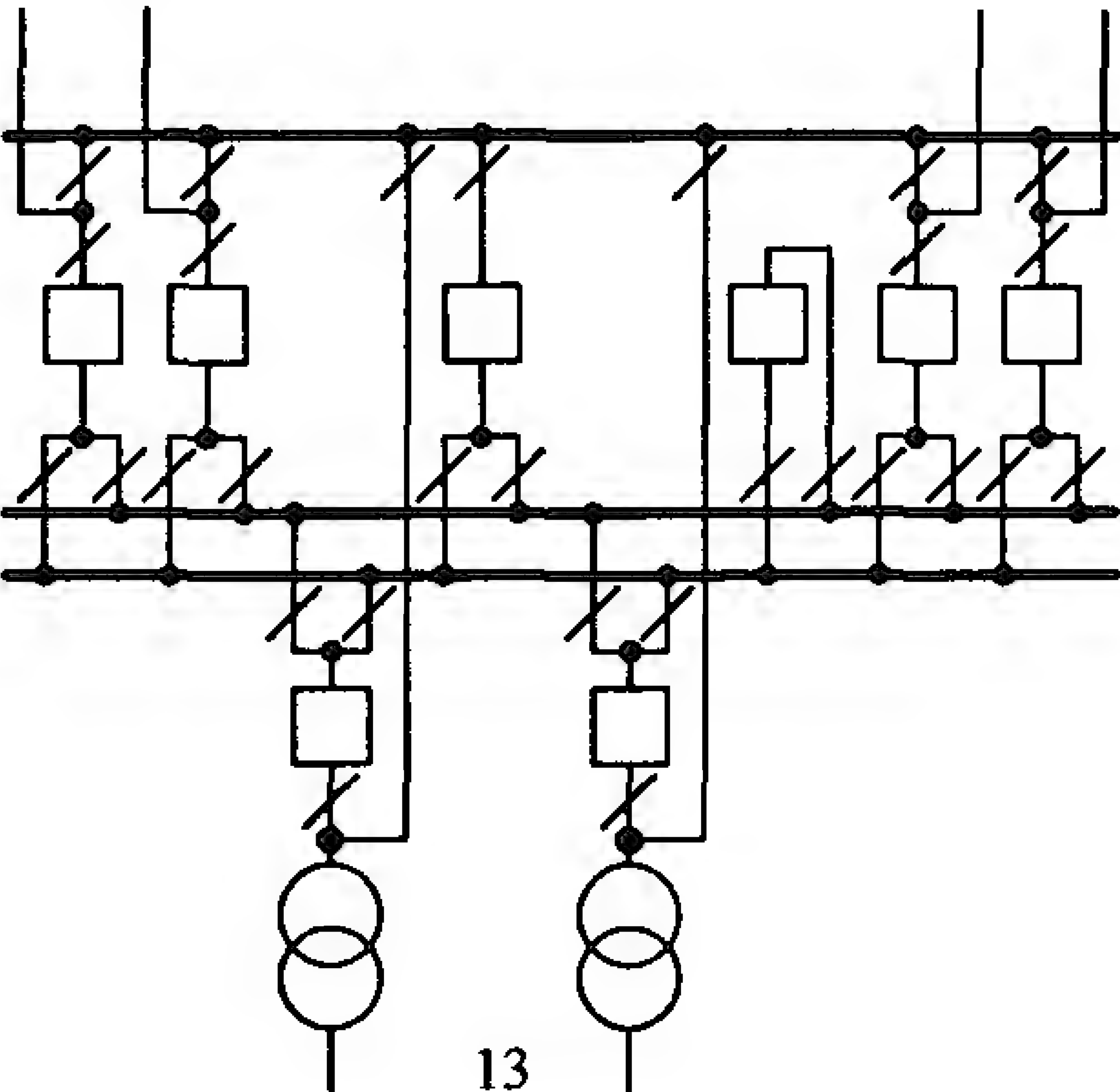
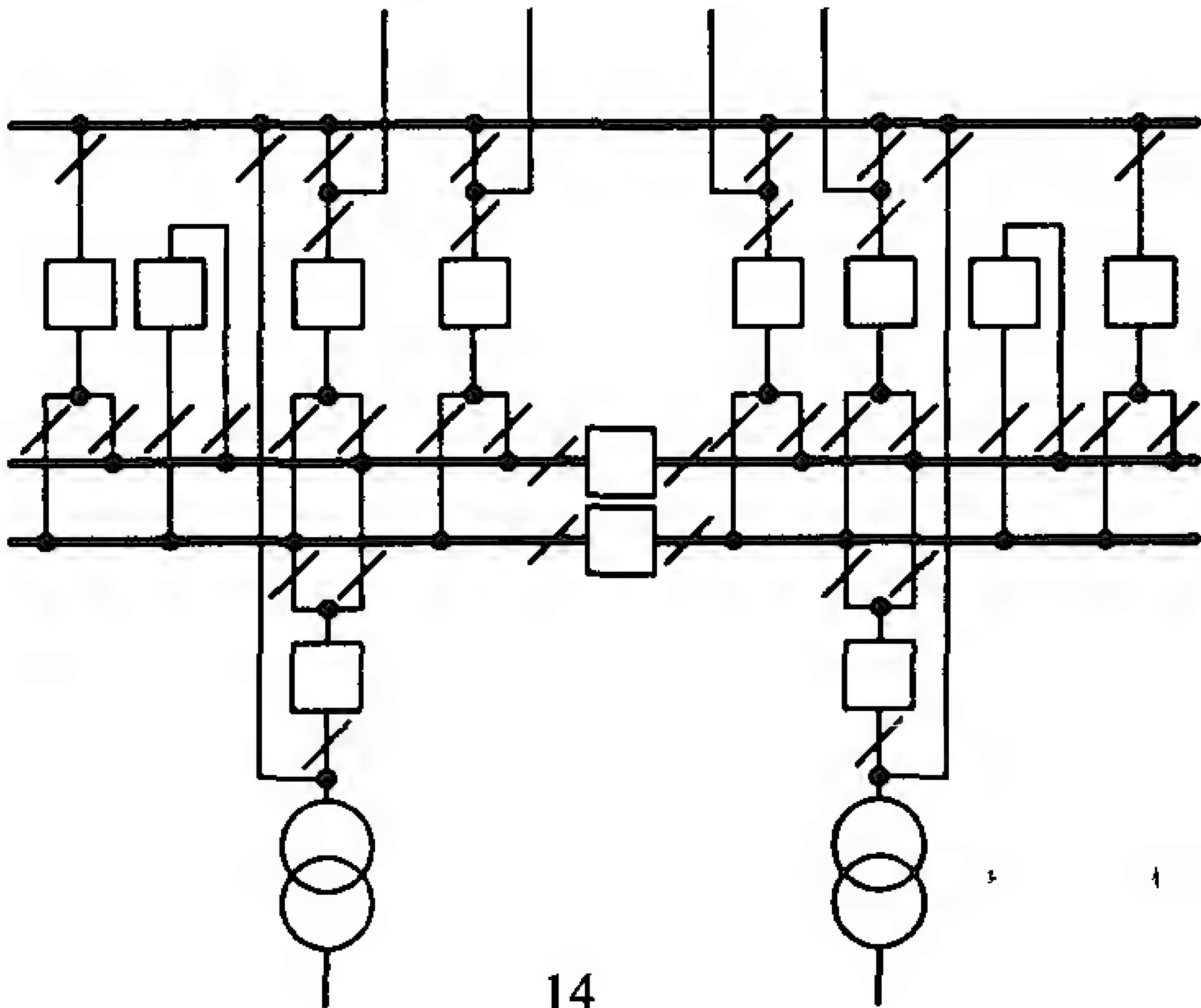
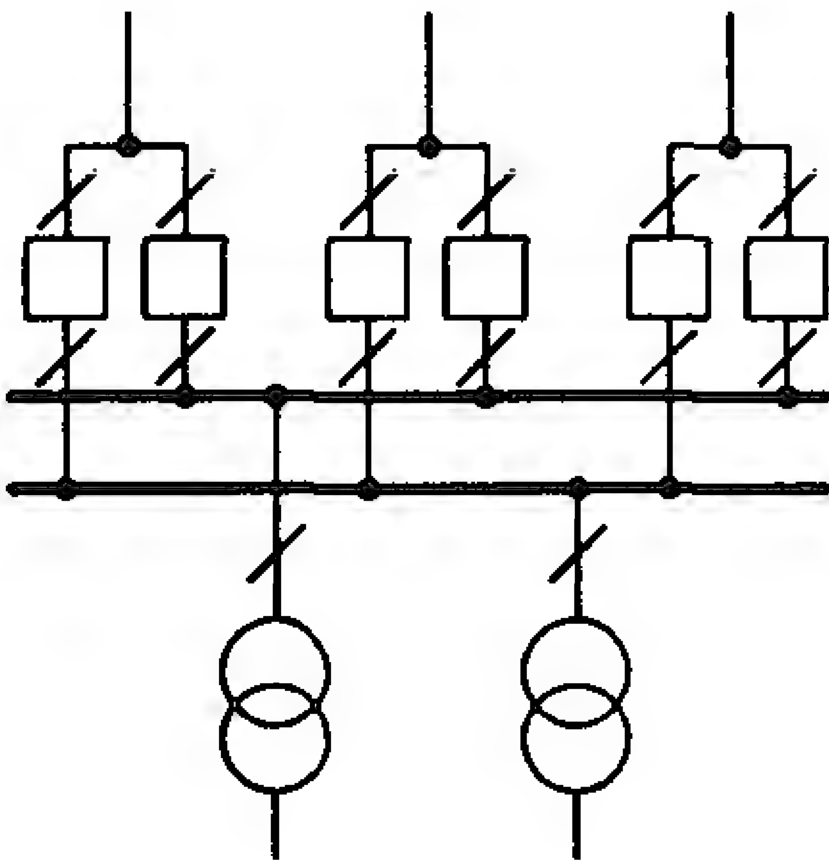


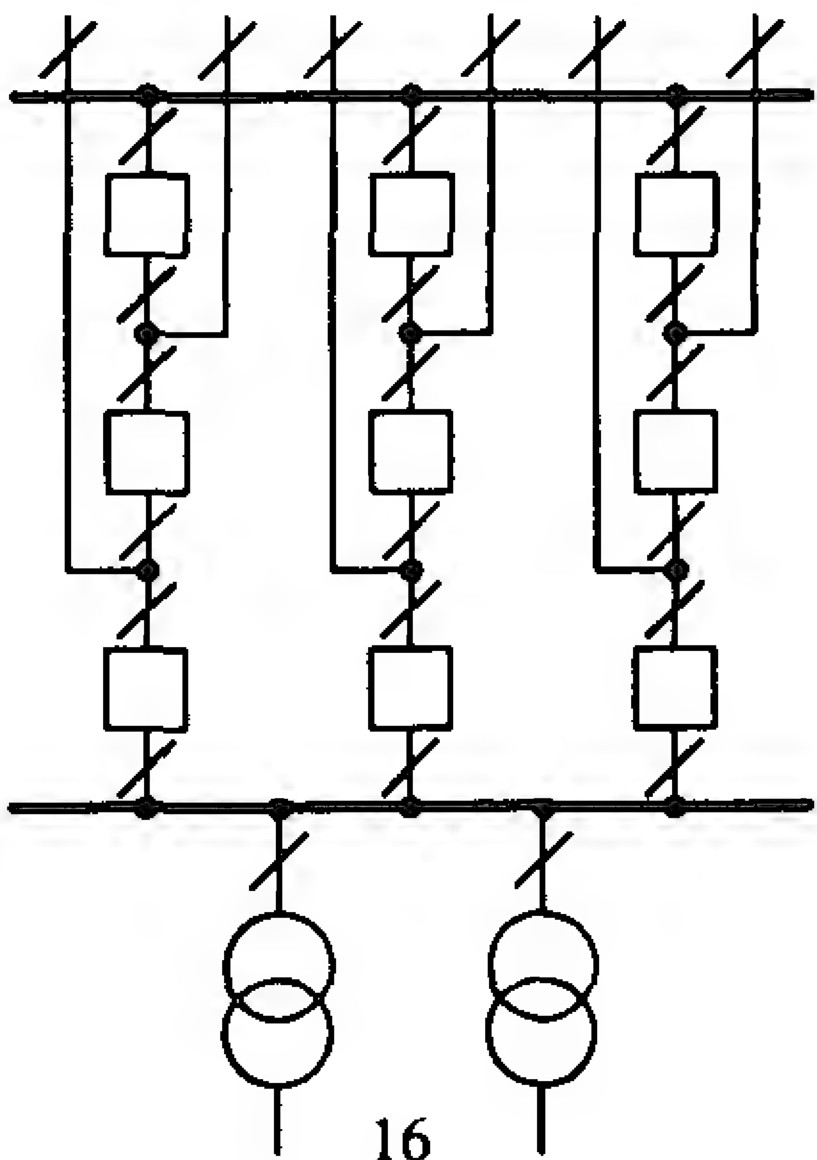
Рис 7 10. Типовые схемы РУ


12


13


14


15


16

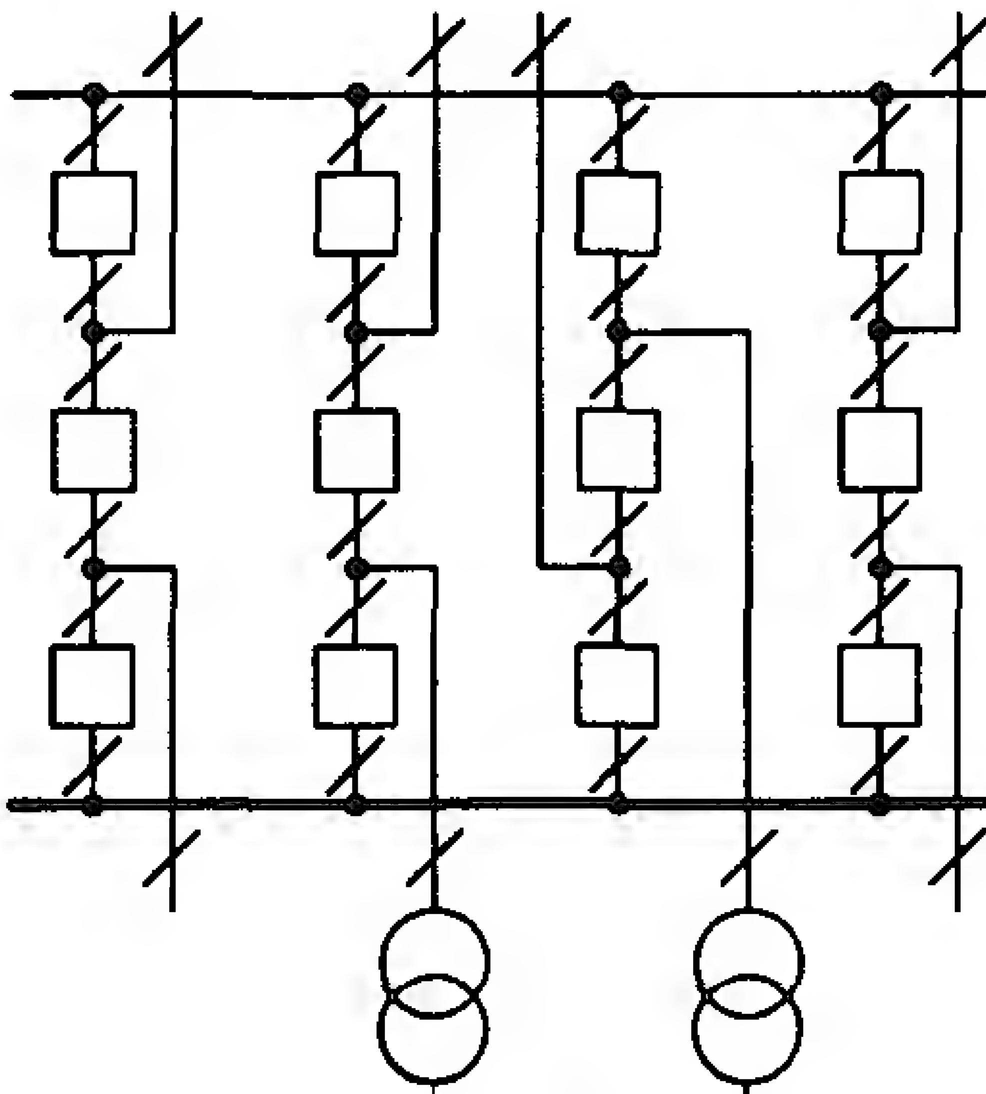

17

Таблица 74

Области применения типовых схем РУ

№ схемы	*Наименование схемы*	*Области применения схемы в сетях напряжением, кВ*					
		35	*110*	*220*	*330*	*500*	*750*
1	Блок (линия — трансформатор) с разъединителем	+	+	+	+	—	—
2	Блок (линия — трансформатор) с предохранителем	+	—	—	—	—	—
3	Блок (линия — трансформатор) с отделителем	+	+	+	—	—	—
4	Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	+	+	+	—	—	—
5	Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	+	+	+	—	—	—
6	Сдвоенный мостик с отделителями в цепях трансформатора	—	+	—	—	—	—
7	Четырехугольник	—	—	+	+	+	+
8	Расширенный четырехугольник	—	—	+	+	—	—
9	Одна секционированная система шин	+	—	—	—	—	—
10	Одна секционированная система шин с обходной с отделителями в цепях трансформаторов и совмещенными секционным и обходным выключателями (до шести присоединений)	—	+	—	—	—	—
11	Одна секционированная система шин с обходной с совмещенными секционным и обходным выключателями (до шести присоединений)	—	+	+	—	—	—
12	Одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями (от 7 до 15 присоединений)	—	+	+	—	—	—
13	Две несекционированные системы шин с обходной (от 7 до 15 присоединений)	—	+	+	—	—	—
14	Две секционированные системы шин с обходной (более 15 присоединений)	—	+	+	—	—	—
15	Трансформаторы — шины с присоединением линий через два выключателя (до четырех линий)	—	—	—	+	+	+
16	Трансформаторы — шины с полуторным присоединением линий (до 6 линий)	—	—	—	+	+	+
17	Полуторная схема (6 и более линий)	—	—	—	+	+	+

Примечание. Количество присоединений равно количеству линий плюс количество трансформаторов

7.7. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЯХ

При выборе трансформаторов, как правило, определяющим условием является не экономический критерий, а нагрузочная способность, т.е. мощность трансформаторов следует выбирать по допустимой нагрузке.

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается установка двух трансформаторов, большее их число устанавливают в специальных случаях, оговоренных в [11, с. 162].

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции. При выборе трансформаторов на понижающей подстанции необходимо учитывать:

- заполнение суточного графика нагрузки;
- продолжительность максимума нагрузки;
- летние недогрузки трансформаторов;
- зимние температуры воздуха;
- перегрузочные способности трансформаторов в зависимости от системы охлаждения.

При отсутствии подробной информации о графиках нагрузки подстанций допускается упрощенный выбор трансформаторов, в котором при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого из двух устанавливаемых трансформаторов выбирают по двум условиям:

- по загрузке в нормальном режиме:

$$S_{\text{Тном}} \geqslant S_{max}/2 = 0{,}5\ S_{max}; \tag{7.37}$$

- по перегрузке в послеаварийном режиме:

$$S_{\text{Тном}} \geqslant (k_{1\text{-}2} S_{max})/k_{\text{ав}}, \tag{7.38}$$

где S_{max} — максимальная нагрузка подстанции в нормальном режиме; $k_{\text{ав}}$ — допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов в аварийных случаях; $k_{\text{I-II}}$ — коэффициент участия в нагрузке потребителей I и II категорий.

Значение $k_{\text{ав}}$ в соответствии с ПУЭ берется равным 1,4, что допускает перегрузку трансформатора на 40% в течение не более 5 суток на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки. Коэффициент $k_{\text{I-II}}$ учитывает относительный состав нагрузки I и II категорий.

На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше, как правило, устанавливают автотрансформаторы, обладающие рядом

преимуществ по сравнению с трансформаторами (меньшая масса, стоимость и потери энергии при той же мощности). При этом решаются две специфические задачи: выбор напряжения третичной обмотки (35 или 10 кВ) и проверка загрузки общей обмотки (см. [11, с. 163]). Как правило, мощность каждого из двух автотрансформаторов выбирается с учетом не более 70% максимальной нагрузки подстанции P_{max} при отсутствии резервирования по сетям СН и НН или от $P_{авар}$ при его наличии.

При росте нагрузки сверх расчетного уровня мощность двухтрансформаторной подстанции увеличивают, как правило, путем замены трансформаторов на более мощные. Поэтому при проектировании аппаратура и ошиновка в цепи трансформаторов должны выбираться с учетом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале ГОСТа номинальной мощности.

Вопросы для самопроверки

1. Какие вопросы решаются при проектировании схемы электрической сети?
2. Как выбирается конфигурация схемы проектируемой электрической сети?
3. Какие существуют типы конфигураций схем электрических сетей?
4. Какие факторы следует учитывать при выборе варианта развития электрической сети?
5. Что входи в эксплуатационные издержки энергокомпании за срок службы электрической сети?
6. Как определяется капитализированная стоимость потерь в электрической сети?
7. По какой формуле определяются полные затраты на сооружение и эксплуатацию электрической сети?
8. Какое значение имеет величина номинального напряжения линии электропередачи?
9. Какие существую способы выбора номинального напряжения ЛЭП?
10. Какие области применения имеют различные номинальные напряжения у нас в стране?
11. Какие два основных экономических критерия использовались для выбора сечений проводов ЛЭП при плановой экономике?
12. Как можно пояснить понятие оптимального сечения провода ЛЭП?
13. Какие ограничения необходимо учитывать при выборе сечений проводов ЛЭП?
14. Какой критерий используют для выбора сечений проводов ЛЭП в распределительных сетях 0,35...35 кВ?
15. На каком свойстве ЛЭП основаны формулы приближенного определения сечений проводов в распределительных сетях?
16. Какие дополнительные критерии применяют для выбора сечений

проводов на участках магистральной ЛЭП?

17 Как подразделяются подстанции по месту и способу присоединения к сети высокого напряжения?

18. Какие подстанции называются транзитными?
19. Какие требования предъявляются к главным схемам электрических соединений подстанций?
20. По какому критерию выбираются мощности трансформаторов понижающих подстанций?
21. Какие дополнительные факторы следует учитывать при выборе трансформаторов на понижающих подстанциях?
22. Какие трансформаторы устанавливаются на подстанциях с напряжением 220 кВ и выше?

Таблица П.1

Усредненные расстояния между соседними проводами фаз ВЛ в зависимости от напряжения

$U_{ном}$, кВ	До 1	6...10	20	35	110	150	220	330	500	750	1150
D, м	0,5	1	1,5	3,5	5	6,5	7	11	14	19,5	24

Таблица П.2

Значения среднего индуктивного сопротивления (x_0) и емкостной проводимости (b_0) ВЛ

Линии напряжения, кВ	x_0, *Ом/км*	b_0, *См/км*
До 1:		
с СИП	0,09	—
с голыми проводами	0,3	—
6...10	0,35	—
35...220	0,42	$2{,}7 \cdot 10^{-6}$
330...750	0,3	$3{,}8 \cdot 10^{-6}$

Таблица П.3

Минимально допустимые сечения изолированных проводов по условиям механической прочности для ВЛ до 1 кВ

Нормативная толщина стенки гололеда $b_э$, *мм*	*Сечение несущей жилы, мм*^{2}, *на магистрали ВЛ и на линейном ответвлении от ВЛ*	*Сечение жилы на ответвлениях от ВЛ к вводам, мм*^{2}
10	35	16
15 и более	50	16

Таблица П.4

Минимально допустимые сечения неизолированных проводов по условиям механическо прочности для ВЛ до 1 кВ

Нормативная толщина стенки гололеда $b_э$, *мм*	*Материал провода*	*Сечение провода на магистрали и линейном ответвлении, мм*
10	Алюминий (А), нетермообработанный алюминиевый сплав (АН)	25
	Сталеалюминий (АС), теомообработанный алюминиевый сплав (АЖ)	25
	Медь (М)	16
15 и более	А, АН	35
	АС, АЖ	25
	М	16

Таблица П.5

Минимально допустимые сечения неизолированных проводов по условиям механической прочности для ВЛ свыше 1 кВ

Характеристика ВЛ	*Сечение проводов, мм²*			
	алюминиевых и из нетермообработанного алюминиевого сплава	*из термообработанного алюминиевого сплава*	*сталеалюминиевых*	*стальных*
ВЛ без пересечений в районах по гололеду:				
до II	70	50	35/6,2	35
в III—IV	95	50	50/8	35
в V и более	—	—	70/11	35
Пересечения ВЛ с судоходными реками и инженерными сооружениями в районах по гололеду:				
до II	70	50	50/8	35
в III—IV	95	70	50/8	50
в V и более	—	—	70/11	35
ВЛ, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах:				
до 20 кВ	—	—	70/11	—
35 кВ и выше	—	—	120/19	—

Примечания. 1. В пролетах пересечений с автомобильными дорогами, троллейбусными и трамвайными линиями, железными дорогами не общего пользования допускается применение проводов таких же сечений, как на ВЛ без пересечений.

2. В районах, где требуется применение проводов с антикоррозионной защитой, минимально допустимые сечения проводов принимаются такими же, как и сечения соответствующих марок без антикоррозионной защиты.

Таблица П6

Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех, мм

Напряжение ВЛ, кВ	*Фаза с проводами*	
	одиночными	*двумя и более*
110	11,4 (АС 70/11)	—
150	15,2 (АС 120/19)	—
220	21,6 (АС 240/32) 24,0 (АС 300/39)	—
330	33,2 (АС 600/72)	2×21,6 (2×АС 240/32) 3×15,2 (3×АС 120/19) 3×17,1 (3×АС 150/24)
500	—	2×36,2 (2×АС 700/86) 3×24,0 (3×АС 300/39) 4×18,8 (4×АС 185/29)
750	—	4×29,1 (4×АС 400/93) 5×21,6 (5×АС 240/32)

Примечания 1 Для ВЛ-220 кВ минимальный диаметр провода 21,6 мм относится к горизонтальному расположению фаз, а в остальных случаях допустим с проверкой по радиопомехам

2 Для ВЛ-330 кВ минимальный диаметр провода 15,2 мм (три провода в фазе) относится к одноцепным опорам

Таблица П7

Расчетные данные проводов марок А, АКП, Ап, АпКП по ГОСТ 839—80

Номинальное сечение, мм²	*Сечение, мм²*	*Диаметр, мм*	*Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20°С, Ом, не более*
1	2	3	4
16	15,9	5,1	1,838
25	24,9	6,4	1,165
35	34,3	7,5	0,850
50	49,5	9,0	0,588
70	69,3	10,7	0,420
95	92,4	12,3	0,315

Окончание табл П 7

1	2	3	4
120	117,0	14,0	0,251
150	148,0	15,8	0,198
185	182,8	17,5	0,161
240	238,7	20,0	0,123
300	288,3	22,1	0,102
350	345,8	24,2	0,085
400	389,2	25,6	0,076
450	449,1	27,3	0,067
500	500,4	29,1	0,059
550	544,0	30,3	0,054
600	586,8	31,5	0,050
650	641,7	32,9	0,046
700	691,7	34,2	0,043
750	747,4	35,6	0,039
800	805,2	36,9	0,037

Таблица П 8

Расчетные данные проводов марок АН, АЖ, АНКП, АЖКП по ГОСТ 839—80

Номинальное сечение, мм²	*Сечение, мм²*	*Диаметр, мм*	*Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20°С, Ом, не более*	
			АН, АНКП	*АЖ, АЖКП*
16	15,9	5,1	1,951	2,11
25	24,9	6,4	1,237	1,340
35	34,3	7,5	0,902	0,978
50	49,5	9,0	0,624	0,676
120	117,0	14,0	0,266	0,289
150	148,0	15,8	0,211	0,229
185	182,3	17,5	0,171	0,185

Таблица П.9

Расчетные данные проводов марок АС, АСКП, АСКС, АСК, АпС, АпСКП, АпСКС, АпСК по ГОСТ 839—80

Номинальное сечение, мм^2	*Сечение, мм*^{2}	*Диаметр*		*Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20°С, Ом, не более*
		провода	*стального сердечника*	
1	2	3	4	5
10/1,8	10,6/1,77	4,5	1,5	2,766
16/2,7	16,1/2,69	5,6	1,9	1,801
25/4,2	24,9/4,15	6,9	2,3	1,176
35/6,2	36,9/6,155	8,4	2,8	0,790
50/8,0	48,2/8,04	9,6	3,2	0,603
70/11	68,0/11,3	11,4	3,8	0,429
70/72	68,4/72,2	15,4	11,0	0,428
95/16	95,4/15,9	13,5	4,5	0,306
95/141	91,2/141,0	19,8	15,4	0,321
120/19	118,0/18,8	15,2	5,6	0,249
120/27	114,0/26,6	15,4	6,6	0,253
150/19	148,0/18,8	16,8	5,6	0,199
150/24	149,0/24,2	17,1	6,3	0,198
150/34	147,0/34,3	17,5	7,5	0,201
185/24	187,0/24,2	18,9	6,3	0,157
185/29	181,0/29,0	18,8	6,9	0,162
185/43	185,0/43,1	19,6	8,4	0,158
185/128	187,0/128,0	23,1	14,7	0,158
205/27	205,0/26,6	19,8	6,6	0,143
240/32	244,0/31,7	21,6	7,2	0,121
240/39	236,0/38,6	21,6	8,0	0,124
240/56	241,0/56,3	22,4	9,6	0,122
300/39	301,0/38,6	24,0	8,0	0,097
300/48	295,0/47,8	24,1	8,9	0,010

Окончание табл. П 9

1	2	3	4	5
300/66	288,5/65,8	24,5	10,5	0,102
300/67	288,5/67,3	24,5	10,5	0,103
300/204	298,0/204,0	29,2	18,6	0,099
330/30	335,0/29,1	24,8	6,9	0,088
330/43	332,0/43,1	25,2	8,4	0,089
400/18	381,0/18,8	26,0	5,6	0,078
400/22	394,0/22,0	26,6	6,0	0,075
400/51	394,0/51,1	27,5	9,2	0,075
400/64	390,0/63,5	27,7	10,2	0,075
400/93	406,0/93,2	29,1	12,5	0,072
450/56	434,0/56,3	28,8	9,6	0,068
500/26	502,0/26,6	30,0	6,6	0,059
500/27	481,0/26,6	29,4	6,6	0,061
500/64	490,0/63,5	30,6	10,2	0,060
500/204	496,0/204,0	34,5	18,6	0,060
500/336	490,0/336,0	37,5	23,9	0,060
550/71	549,0/71,2	32,4	10,8	0,054
600/72	580,0/72,2	33,2	11,0	0,051
650/79	634,0/78,9	34,7	11,5	0,047
700/86	687,0/85,9	36,2	12,0	0,043
705/93	748,0/93,2	37,7	12,5	0,039
800/105	821,0/105,0	39,7	13,3	0,036
1000/56	1003,2/56,3	42,4	9,6	0,029

Примечание. В числителе указано значение алюминиевой части провода, а в знаменателе — сечение стального сердечника.

Таблица П.10

Расчетные данные ВЛ-0,38...10 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 1 км)

Номинальное сечение провода, мм²	r_0, *Ом при +20°С*	*0,38 кВ*	*6 и 10 кВ*
		x_0, *Ом*	x_0, *Ом*
16/2,7	1,801	0,356	0,383
25/4,2	1,176	0,343	0,370
35/6,2	0,790	0,331	0,358
50/8,0	0,603	0,323	0,350
70/11	0,429	0,312	0,339
95/16	0,306	0,301	0,328
120/19	0,249	0,249	0,321
150/24	0,199	0,287	0,313

Таблица П.11

Расчетные данные ВЛ-35 и 150 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 1 км)

Номинальное сечение провода, мм²	r_0, *Ом при* +20°С	*35 кВ*		*110 кВ*		*150 кВ*	
		x_0, *Ом*	b_0, *мкСм*	x_0, *Ом*	b_0, *мкСм*	x_0, *Ом*	b_0, *мкСм*
70/11	0,429	0,432	2,625	0,444	2,547	0,460	2,459
95/16	0,306	0,421	2,694	0,434	2,611	0,450	2,513
120/19	0,249	0,414	2,744	0,427	2,651	0,441	2,568
150/24	0,198	0,406	2,796	0/420	2,699	0,434	2,608
185/29	0,162	0,400	2,839	0,414	2,739	0,429	2,639
205/27	0,143	0,397	2,863	0,411	2,762	0,426	2,660
240/32	0,121	0,392	2,904	0,405	2,800	0,420	2,702
300/39	0,097	0,385	2,956	0,399	2,848	0,413	2,747

Таблица П.12

Расчетные данные ВЛ-220...500 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 1 км)

Номинальное сечение провода, мм²	*Количество проводов в фазе*	r_0, *Ом при +20°С*	*220 кВ*		*330 кВ*		*500 кВ*	
			x_0, *Ом*	b_0, *мкСм*	x_0, *Ом*	b_0, *мкСм*	x_0, *Ом Ом*	b_0, *мкСм*
240/32	1	0,121	0,435	2,600	—	—	—	—
240/39	2	0,062	—	—	0,331	3,380	—	—
300/39	1	0,097	0,429	2,640	—	—	—	—
300/39	2	0,049	—	—	0,328	3,410	—	—
300/66	3	0,034	—	—	—	—	0,310	3,970
330/43	3	0,030	—	—	—	—	0,308	3,600
400/51	1	0,075	0,420	2,700	—	—	—	—
400/51	2	0,037	—	—	0,323	3,460	—	—
400/51	3	0,025	—	—	—	—	0,306	3,620
500/64	1	0,060	0,413	2,740	—	—	—	—
500/64	2	0,030	—	—	0,320	3,500	—	—
500/64	3	0,020	—	—	—	—	0,304	3,640

Таблица П.13

Допустимые длительные токи для неизолированных проводов по ГОСТ 839—80

Номинальное сечение, мм²	*Сечение (алюминий/сталь), мм²*	*Ток, А, для проводов*					
		АС, АСКС, АСК и АСКП		*М*	*А и АКП*	*М*	*А и АКП*
		вне помещений	*внутри помещений*	*вне помещений*		*внутри помещений*	
1	2	3	4	5	6	7	8
10	10/1,8	84	53	95	—	60	—
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
	120/27	375	—	—	—	—	—

Окончание табл П.13

1	2	3	4	5	6	7	8
150	150/19 150/24 150/34	450 450 450	365 365 —	570 — —	440 — —	465 — —	355 — —
185	185/24 185/29 185/43	520 510 515	430 425 —	650 — —	500 — —	540 — —	410 — —
240	240/32 240/39 240/56	605 610 610	505 505 —	760 — —	590 — —	685 — —	490 — —
300	300/39 300/39 300/66	710 690 680	600 585 —	880 — —	680 — —	740 — —	570 — —
330	330/27	730	—	—	—	—	—
400	400/22 400/51 400/64	830 825 860	713 705 —	1050 — —	815 — —	895 — —	690 — —
500	500/27 500/64	960 945	830 815	— —	980 —	— —	820 —
600	600/72	1050	920	—	110	—	955
700	700/86	1180	1040	—	—	—	—

Таблица П.14

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные напряжением 35 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные: $U_{ном}$ обмоток, кВ: ВН	НН	$u_{кз}$,%	$P_{кз}$, кВт	$P_{хх}$, кВт	$I_{хх}$, %	Расчетные данные: $R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_{хх}$, квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТМ-100/35	100	—	35	0,4	6,5	1,97	0,46	2,6	241,3	796,3	2,5
ТМ-160/35	160	—	35	0,4, 0,69	6,5	2,65	0,70	2,6	126,8	497,7	3,8
ТМ-250/35	250	—	35	0,4; 0,69	6,5	3,70	1,00	2,6	72,5	318,5	5,7
ТМ-400/35	400	—	35	0,4; 0,69	6,5	5,50	1,35	3,5	42,1	19,1	14
ТМ-630/35	630	—	35	0,4; 0,69	6,5	7,60	1,90	3,0	23,5	126,4	18,9
ТМ-1000/35	1000	—	20; 35	0,4—10,5	6,5	12,2	2,75	1,5	14,9	79,6	15
ТМ-1600/35	1600	—	20;35	0,4—10,5	6,5	18,0	3,65	1,4	8,6	49,8	22,4
ТМ-2500/35	2500	—	20; 35	0,69—10,5	6,5	26,0	5,10	1,1	5,1	31,9	27,5
ТМ-4000/35	4000	—	20; 35	3,15—10,5	7,5	33,5	6,70	1,0	2,6	23,0	40
ТМ-6300/35	6300	—	20; 35	3,15—10,5	7,5	46,5	9,25	0,9	1,4	14,6	56,7
ТД-10000/35	10000	±2×2,5	38,5	6,3; 10,5	7,5	65,0	14,5	0,8	1,0	11,1	80
ТД-16000/35	16000	±2×2,5	38,5	6,3; 10,5	8,0	90,0	21,6	0,6	0,5	7,40	96
ТМН-1000/35	1000	±8×1,5	20;35	0,4—10,5	6,5	12,2	2,75	1,5	14,9	79,6	15
ТМН-1600/35	1600	±8×1,5	20; 35	0,4—11,0	6,5	16,5	3,65	1,4	7,9	49,8	22,4
ТМН-2500/35	2500	±8×1,5	20; 35	0,69—11,0	6,5	26,0	5,10	1,1	5,1	31,9	27,5

Таблица П 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТМН-4000/35	4000	±8×1,5	20, 35	6,3; 11,0	7,5	33,5	6,70	1,0	2,6	23,0	40
ТМН-6300/35	6300	±8×1,5	35	6,3; 11,0	7,5	46,5	9,25	0,9	1,4	14,6	57
ТНДС-10000/35	10000	±8×1,5	10,5—36,75	3,15—10,5	8,0	60,0	12,5	0,8	0,8	10,8	60
ТНДС-16000/35	16000	±8×1,5	10,5—36,75	6,3; 10,5	10,0	85,0	18,0	0,6	0,5	8,4	88
ТРНДС-25000/35	25000	±8×1,5	15,75—36,75	6,3; 10,5	9,5	115	25,0	0,5	0,3	5,1	125
ТРНДС-32000/15	32000	±8×1,5	20—36,75	6,3—10,5	11,5	145	30	0,45	0,2	4,9	144
ТРНДС-40000/35	40000	±8×1,5	36,75	6,3—10,5	11,5	170	36	0,4	0,1	3,9	160
ТРНДС-63000/35	63000	±8×1,5	20—36,75	6,3—10,5	11,5	250	50	0,35	0,1	2,5	220

Примечания. 1. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.
2. Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой имеют РПН на стороне ВН.

Таблица П.15

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные напряжением 110 кВ

Тип	*Номинальная мощность, кВ·А*	*Пределы регулирования, %*	*Каталожные данные*							*Расчетные данные*		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		*$u_{кз}$,%*	*$P_{кз}$, кВт*	*$P_{хх}$, кВт*	*$I_{хх}$, %*		*$R_т$, Ом*	*$X_т$, Ом*	*$\Delta Q_{хх}$, квар*
			ВН	*НН*								
1	2	3	4	5	6	7	8	9		10	11	12
ТМН-2500/110	2500	+10×1,5%, −8×1,5%	110	6,6, 11,0	10,5	22	5,5	1,5		42,6	508,2	38
ТМН-6300/110	6300	±10×1,5%, −8×1,2%	115	6,6, 11,0	10,5	48	10,0	1,0		16,0	22,4	50
ТДН-10000/110	10000	±9×1,78%	115	6,6; 11,0	10,5	60	14,0	0,9		7,9	138,9	70
ТДН-16000/110	16000	±9×1,78%	115	6,6, 11,0	10,5	86	21,0	0,85		4,4	86,8	112
ТРДН-25000/110	25000	±9×1,78%	115	6,3; 10,5	10,5	120	25,0	0,75		2,5	55,6	175
ТРДН-32000/110	32000	±9×1,78%	115	6,3, 10,5	10,5	145	32,0	0,75		1,9	43,4	240
ТРДН-4000/110	40000	±9×1,78%	115	6,3, 10,5	10,5	160	42,0	0,70		1,3	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63000	±9×1,78%	115	6,3; 10,5	10,5	245	59,0	0,65		0,8	22,0	410
ТРДЦН-80000/110	80000	±9×1,78%	115	6,3; 10,5	10,5	310	70,0	0,60		0,6	17,4	480
ТРДЦН-125000/110	125000	±9×1,78%	115	10,5	10,5	400	100	0,55		0,3	11,1	688
ТД(ТДЦ)-80000/110	80000	±9×1,78%	121	3,15—13,8	10,5	310	70	0,60		0,7	19,2	480
ТДЦ-125000/110	125000	±2×2,5%	121	13,8; 15,75; 18,0	10,5	550	170	0,50		0,2	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250000	—	121	15,75	10,5	640	200	0,50		0,2	6,2	1250
ТДЦ-400000/110	400000	—	121	20	10,5	900	320	0,45		0,1	3,8	1800

Примечания. 1. Трансформаторы ТМН-2500 и 6300 имеют РПН на стороне НН, у остальныхтрансформаторов РПН включено в нейтраль ВН.

2. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.

Таблица П.16

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные напряжением 150 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_{кз}$,%	$P_{кз}$, кВт	$P_{хх}$, кВт	$I_{хх}$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_{хх}$, квар
			ВН	НН							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТДН-160000/150	16000	±8×1,5%	158	6,6; 11,0	11	85	21	0,8	8,29	171,63	128
ТРДН-32000/150	32000	±8×1,5%	158	6,3; 10,5	10,5	145	35	0,7	3,53	81,91	224
ТРДН-63000/150	63000	±8×1,5%	158	6,3; 10,5	10,5	235	59	0,65	1,48	41,61	410
ТДЦ(ТЦ)-250000/150	250000	—	165	10,5; 13,8; 15,75	11,0	640	190	0,5	0,28	11,98	1250

Примечание. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали обмотки ВН.

Таблица П.17

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные напряжением 220 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_{кз}$,%	$P_{кз}$, кВт	$P_{хх}$, кВт	$I_{хх}$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_{хх}$, квар
			ВН	НН							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТРДН-32000/220	32000	±8×1,5%	230	6,6—11	12	167	53	0,9	8,6	198,4	228
ТРДН-40000/220	40000	±8×1,5%	230	6,6; 11	12	170	50	0,9	5,6	158,6	360
ТРДЦН-63000/220	63000	±8×1,5%	230	6,6; 11	12	300	82	0,8	4,0	100,7	504
ТДЦ(ТЦ)-80000/220	80000	±2×2,5%	242	6,3; 10,5 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
ТРДЦН-100000/220	100000	±8×1,5%	230	11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ(ТЦ)-125000/220	125000	±2×2,5%	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160000	±8×1,5%	230	11; 38,5	12	525	167	0,6	1,1	39,7	960
ТДЦ(ТЦ)-200000/220	200000	±2×2,5%	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,8	32,2	900
ТДЦ(ТЦ)-250000/220	250000	—	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,6	25,8	1125
ТДЦ(ТЦ)-400000/220	400000	—	242	13,8; 15,75	11	680	330	0,4	0,3	16,1	1600
ТЦ-630000/220	630000	—	242	15,72; 20	12,5	1300	380	0,35	0,2	11,6	2205
ТЦ-1000000/220	1000000	—	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500

Примечания. 1. Трансформаторы с регулиованием напряжени под нагрузкой имеют РПН в нейтрали ВН.

2. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.

3. Трансформаторы с расщепленной обмоткой могут также изготавливаться с нерасщепленной обмоткой НН на 38,5 кВ.

Таблица П.18

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные напряжением 330, 500, 750 кВ

Тип	*Номинальная мощность, кВ·А*	*Пределы регулирования, %*	*Каталожные данные*						*Расчетные данные*		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		*$u_{кз}$,%*	*$P_{кз}$, кВт*	*$P_{хх}$, кВт*	*$I_{хх}$, %*	*$R_т$, Ом*	*$X_т$, Ом*	*$\Delta Q_{хх}$, квар*
			ВН	*НН*							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТРДНС-40000/330	40000	±8×1,5%	330	6,3; 10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560
ТРДЦН-63000/330	63000	±8×1,5%	330	6,3; 10,5	12	265	120	0,5	7,27	207,43	315
ТДЦ-125000/330	125000	—	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,5	2,78	106	625
ТДЦ-200000/330	200000	—	347	13,0;15,75; 18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900
ТДЦ(ТЦ)-250000/330	250000	—	347	13,8; 15,75	11	605	250	0,45	1,17	52,98	1125
ТДЦ(ТЦС)-400000/330	400000	—	347	15,75; 20	11	810	365	0,4	0,61	33,11	1600
ТДЦ(ТЦ)-630000/330	630000	—	347	15,75; 20	11	1300	405	0,4	0,39	21,02	2520
ТЦ-1000000/330	1000000	—	347	24	11,5	2200	480	0,3	0,26	13,85	3000
ТЦ-1250000/330	1250000	—	347	24	14	2300	750	0,75	0,2	10,6	5375
ТДЦ(ТЦ)-250000/500	250000	—	525	15,75	13	600	250	0,45	2,65	143,33	1125
ТДЦ(ТЦ)-400000/500	400000	—	525	13,0; 15,75; 20	12,6	800	350	0,4	1,38	86,82	1600
ТЦ-630000/500	630000	—	525	15,75—36,75	14	1300	500	0,35	0,90	61,25	2205
ТЦ-1000000/500	1000000	—	525	24	14,5	2000	600	0,38	0,55	40	3800
ОРЦ-533000/500	533000	—	$525\sqrt{3}$	15,75; 18,25	13	1400	300	0,3	0,45	23,3	4797
ОРЦ-417000/750	417000	—	$787\sqrt{3}$	20; 24	12	800	400	0,3	0,96	69,3	3753

Примечания. 1. Трансформаторы с регулированием напряжения имеют РПН в нейтрали ВН.

2. Потери реактивной мощности холостого хода для однофазныхтрансформаторов даны для трехфазной группы.

Таблица П.19

Трансформаторы трехфазные трехобмоточные напряжением 35, 110 и 220 кВ

Тип	*Номинальная мощность, кВ·А*	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			*$u_к$, %*		
		ВН	*СН*	*НН*	*В-С*	*В-Н*	*С-Н*
ТМТН-6300/35	6300	35	10,5; 15,75	6,3	7,5	16	7,5
ТДТН-10000/35	10000	36,75	10,5; 15,75	6,3	8,0	16,5	7,0
ТДТН-16000/35	16000	36,75	10,5; 15,75	6,3	8,0	16,5	7,0
ТМТН-6300/110	6300	115	38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,0
ТДТН-10000/110	10000	115	38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,0
ТДТН-16000/110	16000	115	38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,0
ТДТН-25000/110	25000	115	11; 38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,0
ТДТН-40000/110	40000	115	11, 38,5	6,6, 11	10,5	17,0	6,0
ТДТН(ТДЦТН)-63000/110	63000	115	38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,5
ТДТН(ТДЦТН)-80000/110	80000	115	38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,5
ТДТН-16000/150	16000	158	38,5	6,6; 11	10,5	18,0	6,0
ТДТН-25000/150	25000	158	38,5	6,6; 11	10,5	18,0	6,0
ТДТН-40000/150	40000	158	38,5	6,6; 11	10,5	18,0	6,0
ТДТН-63000/150	63000	158	38,5	6,6; 11	10,5	18,0	6,0
ТДТН-25000/220	25000	230	38,5	6,6; 11	12,5	20,0	6,5
ТДТН-40000/220	40000	230	38,5	6,6; 11	12,5	22,0	9,5

Окончание табл. П.19

Тип	Каталожные данные			Расчетные данные						
	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$I_{хх}$, %,	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$\Delta Q_{хх}$, квар
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-6300/35	55	12	1,2	0,85	0,85	0,85	15,56	0	15,56	75,6
ТДТН-10000/35	61	19	1,0	0,41	0,41	0,41	11,82	0	10,47	100
ТДТН-16000/35	116	28	0,95	0,31	0,31	0,31	7,39	0	6,54	152
ТМТН-6300/110	58	14	1,2	9,66	9,66	9,66	225,66	0	131,20	75,6
ТДТН-10000/110	76	19	1,1	5,03	5,03	5,03	142,17	0	82,66	110
ТДТН16000/110	96	26	1,0	2,48	2,48	2,48	88,86	0	51,66	160
ТДТН-25000/110	140	36	1,0	1,48	1,48	1,48	56,87	0	33,06	250
ТДТН-40000/110	220	50	0,9	0,91	0,91	0,91	35,54	0	20,66	360
ТДТН(ТДЦТН)-63000/110	290	70	0,85	0,48	0,48	0,48	22,04	0	13,64	535,5
ТДТН(ТДЦТН)-80000/110	390	82	0,6	0,40	0,40	0,40	17,36	0	10,75	480
ТДТН-16000/150	96	25	1,0	4,68	4,68	4,68	175,53	0	10,532	160
ТДТН-25000/150	145	34	0,9	2,90	2,90	2,90	112,34	0	67,40	225
ТДТН-40000/150	185	53	0,8	1,44	1,44	1,44	70,21	0	42,13	320
ТДТН-63000/150	285	67	0,7	0,90	0,90	0,90	44,58	0	26,75	441
ТДТН-25000/220	135	50	1,2	5,71	5,71	5,71	275,08	0	148,12	300
ТДТН-40000/220	240	86	1,1	3,97	3,97	3,97	165,31	0	125,64	440

Примечания. 1. Трансформатон ТМТН-6300/35 имеет РПН на стороне ВН ±6×1,5%; обмотки СН и НН без ответвлений. Остальные трансформаторы напряжением 35 кВ имеют РПН на стороне ВН не менее ±8×1,5%; обмотки СН и НН без ответвлений.

2. Трансформаторы 110 кВ имеют РПН в нейтрали ВН ±9×1,78%; ПБВ на стороне СН ±2×2,5%.

3. Трансформаторы 150 и 220 кВ имеют РПН в нейтрали ВН ±8×1,5%; ПБВ на стороне СН ±2×2,5%.

Таблица П.20

Автотрансформаторы трехфазные напряжением 150, 220, 330 и 500 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Каталожные данные								
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			$u_к$, %			$\Delta P_{кз}$, кВт		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
АТДТНГ-100000/150/110	100000	158	115	6,6	5,3	15	15	310	235	230
АТДЦТН-63000/220/110	63000	230	121	6,3; 10,5; 38,5	11	35,7	21,9	215	—	—
АТДЦТН-125000/220/110	125000	230	121	6,3; 10,5; 38,5	11	45	28	305	—	—
АТДЦТН-200000/220/110	200000	230	121	6,3; 10,5 38,5	11	32	20	430	—	—
АТДЦТН-250000/220/110	250000	230	121	11; 13,0; 15,75; 38,5	11	32	20	520	—	—
АТДЦТН-125000/330/110	125000	330	115	6,6; 11; 15,75; 38,5	10	35	24	370	—	—
АТДЦТН-200000/330/110	200000	330	115	6,6	10	34	22,5	600	—	—
АТДЦТН-250000/330/150	250000	330	158	10,5; 38,5	10,5	54	42	660	490	400
АТДЦТН-240000/330/220	240000	330	242	11; 38,5	9,6	74	60	560	260	250
АТДЦН-400000/330/250	400000	330	—	165	—	11,3	—	—	750	—
АТДЦТН-25000/500/110	250000	500	121	11; 38,5	13	33	118,5	640	—	—
АТДЦТН-500000/500/220	500000	500	230	—	11,5	—	—	1050	—	—

Окончание табл. П.20

Тип	Каталожные данные		Расчетные данные						ΔQ_{xx}, квар
	ΔP_{xx}, кВт	I_{xx}, %	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДТНГ-10000/150/110	75	1,5	0,54	0,2	14,2	6,6	6,6	30,9	1500
АТДЦТН-63000/220/110	45	0,6	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН-125000/220/110	65	0,5	0,55	0,48	3,2	59,2	0	131	625
АТДЦТН-200000/220/110	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН-250000/220/110	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250
АТДЦТН-150000/330/110	115	0,5	1,3	1,3	2,6	91,5	0	213,4	625
АТДЦТН-200000/330/110	180	0,6	0,8	0,8	2,0	58,5	0	126,6	1000
АТДЦТН-250000/330/150	165	0,5	1,07	0,08	4,3	49	0	186,2	1250
АТДЦТН-240000/330/220	130	0,5	0,53	0,53	7,2	59,2	0	312,1	1200
АТДЦТН-400000/330/250	180	0,3	0,51	—	0,51	—	0	30,8	1200
АТДЦТН-250000/500/110	250	0,5	2,28	0,28	5,22	137,5	0	192,5	1125
АТДЦТН-500000/500/220	230	0,3	1,05	1,05	—	57,5	—	—	1500

Примечания. 1. Автотрансформатор АТДТНГ-100000/150 имеет РПН ±4×2,5% в нейтрали обмотки ВН или на стороне СН; мощность обмотки НН равна 20% от номинальной.

2. Автотрансформаторы на 220 кВ имеют РПН на стороне СН (±6×2%); мощность обмотки НН равна 50% от номинальной.

3. Автотрансформаторы на 330 кВ имеют РПН на стороне СН (±6×2%) за исключением автотрансформатора мощностью 240 МВ·А, который регулирования не имеет; мощность обмотки НН составляет 50% от номинальной, за исключением автотрансформаторов мощностью 200 и 250, 240 и 133 МВ·А, для которых она составляет 40 и 25% от номинальной соответственно.

Таблица П.21

Автотрансформаторы однофазные напряжением 330, 500, 750 и 1150 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Мощность обмотки НН, %	Каталожные данные								
			$U_{ном}$ обмоток, кВ			$u_к$, %			$\Delta P_{кз}$, кВт		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н
АОДЦТН-133000/330/220	133000	50	$330/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105
АОДЦТН-167000/500/220	167000	30; 40; 50	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11; 13,8; 15,75; 20; 38,5	11	35	21,5	325	—	—
АОДЦТН-167000/500/330	167000	20	$500/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	10,5; 38,5;	9,5	67	61	320	—	—
АОДЦТН-267000/500/220	267000	25; 30; 45	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11; 15,75; 38,5	11,5	37	23	490	—	—
АОДЦТН-267000/750/220	267000	30	$750/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5	13	32	17	600	—	—
АОДЦТН-333000/750/330	333000	36	$750/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	15,75	10	28	17	580	—	—
АОДЦТН-417000/750/500	417000	12; 8	$750/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	10,5; 15,75	11,5	81	68	700	—	—
АОДЦТН-667000/1150/500	667000	27	$1150/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	20	11,5	35	22	1250	—	—

Окончание таблицы П 21

Тип	Каталожные данные		Расчетные данные						ΔQ_{xx}, квар
	ΔP_{xx}, кВт	I_{xx}, %	Rт, Ом			$X_т$, Ом			
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АОДЦТН-133000/330/220	55	0,15	0,62	0	3,5	28,7	0	136,5	599
АОДЦТН-167000/500/220	125	0,4	0,58	0,39	2,9	61,13	0	113,52	2004
АОДЦТН-167000/500/330	70	0,3	0,48	0,48	2,4	38,8	0	296	1503
АОДЦТН-267000/500/220	150	0,35	0,28	0,28	1,12	39,8	0	75,6	2803
АОДЦТН-267000/750/220	250	0,4	0,79	0,79	2,63	98,3	0	126,4	3204
АОДЦТН-333000/750/330	250	0,35	0,49	0,49	1,36	59,1	98,5	96,57	3497
АОДЦТН-417000/750/500	280	0,2	0,12	0,12	2,2	55,08	0	309,13	2502
АОДЦТ-667000/1150/500	350	0,35	0,83	0,42	3,7	80,96	0	150,36	7004

Примечания. 1. Автотрансформаторы имеют РПН на стороне СН: АОДЦТН-133000/330/220 (±6×2%); АОДЦТН-167000/500/220 (±6×2,1%); АОДЦТН-167000/500/330 (±8×1,5%) и АОДЦТН-267000/500/220 (±8×1,4%).

2. Автотрансформаторы АОДЦТН-267000/750/220 и АОДЦТН-333000/750/330 имеют пределы регулирования РПН со стороны СН ±10%, а АОДЦТН-417000/750/500 — ±5%.

3. Автотрансформатор АОДЦТ-667000/1150/500 регулирования не имеет.

Таблица П.22

Линейные регулировочные трансформаторы

Тип	Проходная мощность, МВ·А	$U_{ном}$, кВ	X, Ом	ΔQ_{xx}, квар
ЛТМН-16000/10	16	6,6; 11	0,04...0,1	376...800
ЛТДН-40000/10	40	6,6; 11	0,02...0,04	1000...1400
ЛТДН-63000/35	63	38,5	0,33	1323...1953
ЛТДН-100000/35	100	38,5	0,2	1500...3500

Примечание. Каталожные данные и расчетные данные приведены к номинальному напряжению и проходной мощности. Регулирование переключателем ±10×1,5%.

Таблица П.23

Синхронные компенсаторы

Тип	$S_{ном}$, мВ·А	$U_{ном}$, кВ	ΔP_{xx}, кВт	S_{max} потребления, Мвар
КСВБ-50-11	50	11	800	20
КСВБ-100-11	100	11	1350	50
КСВБ-160-15	160	15,75	1750	80
КСВБ-320-20	320	20	3800	160

Таблица П.24

Шунтовые конденсаторные батареи 6—110 кВ с конденсаторами КС2-1,05-60

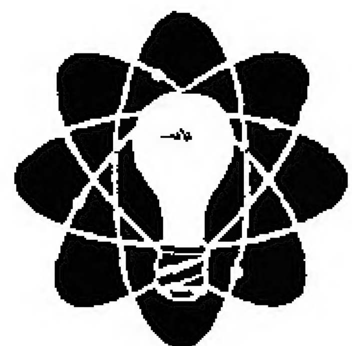
$U_{ном}$, *кВ*	$S_{уст}$, *Мвар*	$S_{распол}$, *Мвар*	*Количество параллельных ветвей*	*Количество последовательно включенных конденсаторов в ветви*	*Общее число конденсаторов*
6	2,9	2,4	4	4	48
10	5,0	3,8	4	7	84
35	17,3	13,5	4	24	288
110	52,0	44,5	4	72	864

Таблица П.25

Шунтовые конденсаторные батареи 6—110 кВ с конденсаторами КС2-1,05-125*

$U_{ном}$, *кВ*	$S_{уст}$, *Мвар*	$S_{распол}$, *Мвар*	*Количество параллельных ветвей*	*Количество последовательно включенных конденсаторов в ветви*	*Общее число конденсаторов*
6	6,9	4,9	4	4	48
10	10,5	7,9	4	7	84
35	36,0	28,0	4	24	288
110	108,0	93,0	4	72	864

* Конденсаторы косинусные с пропиткой из синтетического диэлектрика на 1,05 кВ и 60 (125) квар.



БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Лыкин А.В.* Электрические системы и сети: Конспект лекций. Ч. 1. — Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2000. — 83 с.
2. *Лыкин А.В.* Электрические системы и сети: Конспект лекций. Ч. 2. — Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2001. — 113 с.
3. *Глазунов А.А., Глазунов А.А.* Электрические сети и системы. — М.: Госэнергоиздат, 1960. — 368 с.
4. *Электрические системы.* Т. 2. Электрические сети / Под ред. В.А. Веникова. — М.: Высшая школа, 1971. — 440 с.
5. *Электрические системы.* Режимы работы электрических систем и сетей / Под ред. В.А. Веникова. — М.: Высшая школа, 1975. — 344 с.
6. *Идельчик В.И.* Электрические системы и сети: Учебник для вузов. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 592 с.
7. *Электрические системы и сети* / Н.В. Буслова, В.Н. Винославский, Г.И. Денисенко, В.С. Перхач; Под ред. Г.И. Денисенко. — Киев: Вища школа, 1986. — 584 с.
8. *Мельников Н.А.* Электрические сети и системы. — М.: Энергия, 1969. — 456 с.
9. *Боровиков В.А., Косарев В.К., Ходот Г.А.* Электрические сети энергетических систем. — Л.: Энергия, 1977. — 392 с.
10. *Блок В. М.* Электрические сети и системы. — М.: Высшая школа, 1986. — 430 с.
11. *Справочник* по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 352 с.
12. *Маркович И.М.* Режимы энергетических систем. — М.: Энергия, 1969. — 352 с.
13. *Пелисье Рене.* Энергетические системы / Пер. с франц. — М.: Высшая школа, 1982. — 568 с.
14. *Поспелов Г.Е., Федин В.Т.* Энергетические системы. — Минск: Вышейшая школа, 1974. — 272 с.
15. *Электрические* системы и сети в примерах и иллюстрациях: Учеб. пособие / В.В. Ежков, Г.К. Зарудский, Е.Н. Зуев и др.; Под ред. В.А. Строева. — М.: Высш. школа, 1999. — 352 с.

16. *Веников В.А., Путятин Е.В.* Введение в специальность: Учеб. пособие для вузов. — М.: Высш. школа, 1978. — 294 с.

17. *Карпов Ф.Ф.* Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. — М.: Энергия, 1975. — 184 с.

18. *Статические* источники реактивной мощности в электрических сетях / В.А. Веников, Л.А. Жуков, И.И. Карташев, Ю.П. Рыжков. — М.: Энергия, 1975. — 136 с.

19. *Ветров В.И.* Режимы основного оборудования электрических станций: Учеб. пособие. — Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1993. — 123 с.

20. *Шаповалов И.Ф.* Справочник по расчету электрических сетей. — Киев: Будiвельник, 1986. — 225 с.

21. *Правила* устройств электроустановок: 6-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1986. — 648 с.

22. *Пособие* по курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей: Учеб. пособие / В.Н. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Поперенко, и др.; Под ред. В.Н. Блок. — М.: Высшая школа, 1981. — 384 с.

23. *Мельников Н.А., Рокотян С.С., Шеренцис А.Н.* Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330—500 кВ. — М.: Энергия, 1974. — 472 с.

24. *Справочник* по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 576 с.

25. *Правила* технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / Министерство топлива и энергетики РФ, РАО «ЕЭС России»: РД 34.20.501—95: 15-е изд. — М.: СПО ОРГРЭС, 1996. — 308 с.

26. *Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А.* Основы автоматики энергосистем. — М.: Энергоатомиздат, 1981. — 432 с.

27. *Инструкция* по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20185—94. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 48 с.

28. *Железко Ю.С.* Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 176 с.

29. *Лыкин А.В., Левин В.М., Чернев В.Т.* Программа расчета потерь электрической энергии в распределительных сетях 0,4—10 кВ // Электроэнергетика. — Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2000. С. 93—103.

30. *Холмский В.Г.* Расчет и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы). Учеб. пособие. — М.: Высшая школа, 1975. — 280 с.

31. *Худяков В.В., Ивакин В.Н., Сысоева Н.Г.* Расчет техникоэкономических характеристик электропередач в условиях рыночной экономики // Электричество. 1994. № 6 . С. 16—20.

32. *Справочник* по установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 768 с.

33. *Электротехнический* справочник: В 3 т. Т. 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под ред. И.Н. Орлова и др. — М.: Энергоатомиздат, 1988. — 880 с.

34. *Применение* цифровых вычислительных машин в электроэнергетике: Учеб. пособие / О.В. Щербачев, А.Н. Зейлигер, К.П. Кадомская и др. — Л.: Энергия, 1980. — 240 с.

35. *Каневский Я.М.* Расчет параметров схемы замещения трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения // Электричество. 2001. № 2. С. 63—65.

36. *Шапиро И.М.* Принципы унификации элементов электрической сети 110—330 кВ. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 176 с.